



**VOLATILIDADE E EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DE  
SERVIÇOS DE SISTEMA – APLICAÇÃO EMPÍRICA AOS  
MECANISMOS DE MERCADO DO MIBEL**

por

Sérgio Daniel França de Araújo

Dissertação de Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente

Orientada por:

Professora Doutora Maria Isabel Rebelo Teixeira Soares

Professor Doutor Tiago Branco Andrade

Faculdade de Economia do Porto

2015



## **Nota biográfica**

Sérgio Daniel França de Araújo nascido a 30 de Setembro de 1989 é natural do concelho de Gondomar, distrito do Porto, Portugal.

Em 2007 ingressou no ensino superior, tendo sido admitido na Faculdade de Economia da Universidade do Porto (FEP.UP), para frequentar a Licenciatura em Economia. Graduou-se em Junho de 2013 com a média final de 12 valores.

No mesmo ano, foi de novo admitido na Faculdade de Economia da Universidade do Porto (FEP.UP) para frequentar o Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente, tendo concluído a parte curricular em Dezembro de 2014 com a média de 18 valores.

Entre Janeiro e Julho de 2015 desenvolveu a sua dissertação de Mestrado no âmbito de um estágio curricular que decorreu na REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., empresa constituinte do grupo REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A..



## **Agradecimentos**

Começo aqui por deixar o meu especial agradecimento aos meus pais e avós, cujo incentivo e apoio foram determinantes não só para o desenvolvimento desta dissertação, como igualmente ao longo de todo o meu percurso académico.

Aproveito para agradecer à Professora Doutora Isabel Soares por toda a disponibilidade, disciplina e conselhos que me dispensou ao longo dos últimos dois anos.

De igual modo, expresso o meu agradecimento ao Professor Doutor Tiago Andrade por todo o apoio, dedicação e motivação que apresentou ao longo do período em que desenvolvi esta dissertação, assim como os seus conselhos.

Deixo aqui também o meu agradecimento à REN pela oportunidade que me concedeu de poder desenvolver esta dissertação no âmbito de um estágio curricular, assim como uma palavra de apreço aos seus colaboradores do Complexo de Ermesinde, tendo a certeza que não esquecerei a excelente forma como por todos fui recebido enquanto partilhei do seu ambiente de trabalho ao longo dos últimos meses.

Por fim, mas não menos importante, resta-me agradecer a todos os amigos que me acompanharam ao longo do meu percurso académico pelos bons momentos que partilhamos.



## Resumo

A nova realidade do sector eléctrico a partir da *desverticalização* da sua cadeia de valor e a abertura à concorrência das actividades de Produção e Comercialização fez emergir uma série de desafios, entre os quais a provisão de serviços de sistema no sentido da manutenção da integridade do sistema eléctrico.

Estando, por norma, a cargo do gestor de sistema, a contratação da provisão destes serviços (de sistema) decorre através de mercados organizados, em função das virtudes deste método de contratação, nomeadamente no sentido da promoção da concorrência. No entanto, tal método não é dotado de plena perfeição, estando sujeito à ocorrência de determinados fenómenos condicionantes, nomeadamente um potencial exercício de poder de mercado e/ou a volatilidade dos preços.

Assim, a presente investigação debruça-se sobre o fenómeno da volatilidade dos preços dos mercados de serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação para os sistemas eléctricos de Portugal e Espanha, relativamente aos anos de 2013 e 2014, assim como sobre a eficiência da contratação de tais serviços.

Os resultados obtidos permitem concluir que os mercados de reserva secundária e reserva de regulação, tanto em Portugal como em Espanha, apresentam níveis superiores de volatilidade comparativamente ao mercado diário ibérico, com a excepção do mercado de banda de reserva secundária de Portugal.

Opondo Portugal a Espanha, ficou evidenciado que os mercados de serviços de sistema espanhóis apresentam níveis de volatilidade superiores aos portugueses, à excepção de um dos mercados de reserva de regulação.

Tomando por base a eficiência de tais mercados, foi possível concluir que a aplicação do modelo proposto de remuneração para a contratação de serviços de sistema segundo um preço regulado, permitiria uma redução do custo global do sistema em ambos os sistemas eléctricos ibéricos.

**Palavras-chave:** MIBEL, Electricidade, Serviços de Sistema, Reserva Secundária, Reserva de Regulação, Volatilidade, Eficiência.





## **Abstract**

The new reality of the electricity industry according to an unbundled value chain and the opening of the production and commercial segments to the competition has brought a lot of challenges, including the provision of ancillary services in order to maintain the electric system integrity.

Being normally a responsibility of the TSO, the procurement of ancillary services generally takes place through organized markets, due to the virtues of this procurement method, particularly towards the promotion of competition. However, this method is not endowed with full perfection, being subject to the occurrence of certain conditioning phenomena, namely a potential exercise of market power and/or price volatility.

Thus, this research focuses on the phenomenon of price volatility in the Portuguese and Spanish ancillary services markets for secondary and tertiary reserve, during the period between 2013 and 2014, as well as on the efficiency of the procurement of such ancillary services.

The results show that the secondary and tertiary reserve markets, both in Portugal and Spain, have higher levels of volatility compared to the Iberian daily electricity market, with the exception of the secondary reserve capacity market in Portugal.

Opposing Portugal to Spain, it is evident that the Spanish ancillary services markets have higher levels of volatility compared to the Portuguese markets, with the exception of one of the tertiary reserve energy markets.

Considering the efficiency of these markets, it follows that the application of the proposed model of remuneration of the ancillary services provision, under a regulated price, would reduce the overall system costs in both Iberian electric systems.

**Keywords:** MIBEL, Electricity, Ancillary Services, Secondary Reserve, Tertiary Reserve, Volatility, Efficiency.



# Índice de Conteúdos

<b>Nota biográfica.....</b>	<b>i</b>
<b>Agradecimentos.....</b>	<b>iii</b>
<b>Resumo.....</b>	<b>v</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>vii</b>
<b>1. Enquadramento .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. A Reforma do Sector Eléctrico .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.1. As Primeiras Experiências .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.2 A Experiência Europeia.....</b>	<b>4</b>
<b>1.2.3. Vectores Fundamentais da Reforma do Sector Eléctrico.....</b>	<b>6</b>
<b>1.2.4. Condicionantes e Desafios da Reforma do Sector Eléctrico.....</b>	<b>8</b>
<b>1.3. A Importância dos Serviços de Sistema no Sector Eléctrico .....</b>	<b>11</b>
<b>1.3.1. Natureza dos Serviços de Sistema .....</b>	<b>11</b>
<b>1.3.2. Classificação dos Serviços de Sistema .....</b>	<b>13</b>
<b>1.4. Investigação e Estrutura do Estudo .....</b>	<b>17</b>
<b>2. Aspectos Económicos dos Serviços de Sistema .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1. Custos da Provisão de Serviços de Sistema .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2. Contratação de Serviços de Sistema.....</b>	<b>21</b>
<b>2.3. Remuneração dos Serviços de Sistema .....</b>	<b>25</b>
<b>2.4. Mercados de Serviços de Sistema .....</b>	<b>27</b>
<b>2.5. Volatilidade dos Mercados de Electricidade .....</b>	<b>35</b>
<b>3. Mercado Ibérico de Electricidade .....</b>	<b>39</b>
<b>3.1. Dos Acordos à Realidade.....</b>	<b>39</b>
<b>3.2. Os Sistemas Electroprodutores Ibéricos.....</b>	<b>43</b>

<b>3.3. Contratação de Serviços de Sistema no MIBEL .....</b>	<b>49</b>
<b>4. Objectivo, Hipóteses da Investigação e Dados .....</b>	<b>53</b>
<b>4.1. Enquadramento Conceptual .....</b>	<b>53</b>
<b>4.2. Hipóteses quanto à Volatilidade nos Mercados de Serviços de Sistema .....</b>	<b>55</b>
<b>4.3. Hipóteses quanto à Eficiência dos Mercados de Serviços de Sistema .....</b>	<b>57</b>
<b>4.4. Planeamento da Informação e Dados .....</b>	<b>59</b>
<b>4.4.1. Mercado Diário Ibérico .....</b>	<b>59</b>
<b>4.4.2. Mercados de Reserva Secundária .....</b>	<b>63</b>
<b>4.4.3. Mercados de Reserva de Regulação .....</b>	<b>66</b>
<b>5. Especificação dos Métodos de Análise .....</b>	<b>69</b>
<b>6. Resultados e Discussão das Hipóteses .....</b>	<b>79</b>
<b>7. Conclusões e Investigação Futura .....</b>	<b>91</b>
<b>Referências .....</b>	<b>95</b>

## Índice de Figuras

<b>Figura 1: Cadeia de Valor do Sector Eléctrico. ....</b>	<b>6</b>
<b>Figura 2: Características Condicionantes da Reforma do Sector Eléctrico.....</b>	<b>8</b>
<b>Figura 3: Serviços do Sector Eléctrico.....</b>	<b>12</b>
<b>Figura 4: Serviços de Sistema.....</b>	<b>14</b>
<b>Figura 5: Custos dos Serviços de Sistema.....</b>	<b>19</b>
<b>Figura 6: Métodos de Contratação dos Serviços de Sistema .....</b>	<b>22</b>
<b>Figura 7: Esquemas de Remuneração da Contratação de Serviços de Sistema .....</b>	<b>25</b>
<b>Figura 8: Objectivos do Protocolo de Selecção de Ofertas de Serviços de Sistema</b>	<b>27</b>
<b>Figura 9: Limitações adjacentes à concepção dos Mercados de Serviços de Sistema</b> <b>.....</b>	<b>30</b>
<b>Figura 10: Origens da Volatilidade em Mercados de Electricidade .....</b>	<b>36</b>
<b>Figura 11: Ordenação crescente dos Mercados segundo o seu grau de Volatilidade.</b> <b>.....</b>	<b>37</b>
<b>Figura 12: Cronologia dos Principais Eventos que conduziram à concretização do</b> <b>MIBEL .....</b>	<b>39</b>
<b>Figura 13: Preços do Mercado Diário Ibérico de Electricidade - Portugal e Espanha</b> <b>- 30/12/2014.....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 14: Ofertas de Banda de Reserva Secundária - Hora 1, 30/12/2014 .....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 15: Ofertas de Energia de Reserva de Regulação - Hora 1, 30/12/2014 .....</b>	<b>68</b>



## Índice de Tabelas

<b>Tabela 1: Evolução do Enquadramento Regulatório Europeu dos Mercados de Electricidade.....</b>	<b>5</b>
<b>Tabela 2: Principais Passos da Reforma do Sector Eléctrico. ....</b>	<b>6</b>
<b>Tabela 3: Níveis de Tensão da Rede Nacional de Transporte. ....</b>	<b>15</b>
<b>Tabela 4: Prós e Contras dos Métodos de Contratação dos Serviços de Sistema ....</b>	<b>24</b>
<b>Tabela 5: Capacidade Instalada nos Sistemas Eléctricos Português e Espanhol (MW).....</b>	<b>43</b>
<b>Tabela 6: Produção e Consumo de Electricidade - Portugal e Espanha (GWh). ...</b>	<b>44</b>
<b>Tabela 7: Preços Médios de Electricidade entre Portugal e Espanha - 2011/2014 .</b>	<b>61</b>
<b>Tabela 8: Rácios de Diferença de Preços nas Horas de Market Split - 2011/2014 .</b>	<b>62</b>
<b>Tabela 9: Estatísticas Descritivas dos Preços de Electricidade no MIBEL .....</b>	<b>63</b>
<b>Tabela 10: Estatísticas Descritivas da Energia Comercializada no MIBEL .....</b>	<b>63</b>
<b>Tabela 11: Estatísticas Descritivas dos Preços dos Mercados de Reserva Secundária. ....</b>	<b>64</b>
<b>Tabela 12: Estatísticas Descritivas da Banda Assignada de Reserva Secundária ..</b>	<b>65</b>
<b>Tabela 13: Estatísticas Descritivas da Energia de Reserva Secundária .....</b>	<b>66</b>
<b>Tabela 14: Estatísticas Descritivas dos Preços dos Mercados de Reserva de Regulação.....</b>	<b>67</b>
<b>Tabela 15: Estatísticas Descritivas da Energia de Reserva de Regulação.....</b>	<b>68</b>
<b>Tabela 16: Custos e Retornos da Contratação de Serviços de Sistema de Energia de Regulação – Portugal.....</b>	<b>88</b>
<b>Tabela 17: Custos e Retornos da Contratação de Serviços de Sistema de Energia de Regulação – Espanha.....</b>	<b>88</b>





## Índice de Gráficos

<b>Gráfico 1: Satisfação do Consumo de Electricidade por Fonte de Geração - Portugal (2014).....</b>	<b>45</b>
<b>Gráfico 2: Satisfação do Consumo de Electricidade por Fonte de Geração - Espanha (2014).....</b>	<b>45</b>
<b>Gráfico 3: Evolução do N.º de Horas de Market Split entre Portugal e Espanha (2007-2014) .....</b>	<b>61</b>
<b>Gráfico 4: Diferença de Preços Médios de Electricidade entre Portugal e Espanha - 2011/2014 .....</b>	<b>62</b>
<b>Gráfico 5: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Banda de Reserva Secundária – Portugal.....</b>	<b>79</b>
<b>Gráfico 6: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Banda de Reserva Secundária - Espanha.....</b>	<b>79</b>
<b>Gráfico 7: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Subir) - Portugal.....</b>	<b>80</b>
<b>Gráfico 8: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Baixar) - Portugal.....</b>	<b>80</b>
<b>Gráfico 9: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Subir) - Portugal.....</b>	<b>80</b>
<b>Gráfico 10: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Baixar) - Portugal.....</b>	<b>80</b>
<b>Gráfico 11: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Subir) - Espanha.....</b>	<b>81</b>
<b>Gráfico 12: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Baixar) - Espanha.....</b>	<b>81</b>
<b>Gráfico 13: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Subir) - Espanha.....</b>	<b>81</b>
<b>Gráfico 14: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Baixar) - Espanha.....</b>	<b>81</b>
<b>Gráfico 15: Volatilidade Preços Banda Reserva Secundária - Portugal vs Espanha .....</b>	<b>82</b>

<b>Gráfico 16: Volatilidade Preços Reserva Secundária (Subir) - Portugal vs Espanha</b>	83
<b>Gráfico 17: Volatilidade Preços Reserva Secundária (Baixar) - Portugal vs Espanha</b>	83
<b>Gráfico 18: Volatilidade Preços Reserva de Regulação (Subir) - Portugal vs Espanha</b>	83
<b>Gráfico 19: Volatilidade Preços Reserva de Regulação (Baixar) - Portugal vs Espanha</b>	83
<b>Gráfico 20: Custos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Subir) - Portugal</b>	85
<b>Gráfico 21: Retornos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Baixar) - Portugal</b>	85
<b>Gráfico 22: Custos (PU, PAB e PR) de Energia de Reserva de Regulação (Subir) - Portugal</b>	86
<b>Gráfico 23: Retornos (PU, PAB e PR) de Energia de Reserva de Regulação - Portugal</b>	86
<b>Gráfico 24: Custos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Subir) - Espanha</b>	86
<b>Gráfico 25: Retornos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Baixar) - Espanha</b>	86
<b>Gráfico 26: Custos (PU e PR) de Energia de Reserva de Regulação (Subir) - Espanha</b>	87
<b>Gráfico 27: Retornos (PR e PU) de Energia de Reserva de Regulação (Baixar) - Espanha</b>	87

## Glossário de Termos e Abreviaturas

<b>BRS</b>	Banda de Reserva Secundária
<b>CAE</b>	Contrato de Aquisição de Energia
<b>CNE</b>	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
<b>CNMC</b>	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>
<b>CUR</b>	Comercializador de Último Recurso
<b>DVDA</b>	<i>Daily Velocity based on the Daily Average power price</i>
<b>DVOA</b>	<i>Daily Velocity based on the Overall Average power price</i>
<b>EDP</b>	Energias de Portugal, S.A.
<b>EPAct</b>	<i>Energy Policy Act</i>
<b>ERCOT</b>	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>ES</b>	Espanha
<b>MIBEL</b>	Mercado Ibérico de Electricidade
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWh</b>	Megawatt-hora
<b>PAB</b>	<i>Pay-as-Bid</i>
<b>PDBF</b>	Programa Diário Base de Funcionamento
<b>PDVD</b>	Programa Diário Viável Definitivo
<b>PJM</b>	Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC
<b>PR</b>	Preço Regulado
<b>PRE</b>	Produção em Regime Especial
<b>PRO</b>	Produção em Regime Ordinário
<b>PU</b>	Preço Uniforme
<b>PURPA</b>	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
<b>PT</b>	Portugal
<b>RB</b>	<i>Rational Buyer</i>
<b>REE</b>	Red Eléctrica de España
<b>REN</b>	Redes Energéticas Nacionais
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>RSB</b>	Reserva Secundária (Baixar)

<b>RSS</b>	Reserva Secundária (Subir)
<b>RRB</b>	Reserva de Regulação (Baixar)
<b>RRS</b>	Reserva de Regulação (Subir)
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>TSO</b>	<i>Transmission System Operator</i>
<b>UE</b>	União Europeia

# 1. Enquadramento

## 1.1. Introdução

Qualquer que seja o país, este deve orientar a sua política energética, não apenas pela capacidade do sector eléctrico em gerar emprego e riqueza, mas sobretudo pelo grau de competitividade que poderá imprimir na economia como um todo, sem descurar claro, a questão da segurança de abastecimento.

O reforço da competitividade e a potencial redução dos preços da energia foram assim, as principais forças motrizes das reformas que nas últimas décadas abalaram o sector da energia no sentido da liberalização e da integração de mercados, com especial destaque para o plano europeu, com a ambição da criação do Mercado Interno de Electricidade.

A nova configuração da indústria deu lugar à entrada de novos actores em cena, sobretudo nas actividades de Produção e Comercialização da sua cadeia de valor, sendo que as actividades de Transporte e Distribuição permaneceram segundo um regime de monopólio natural regulado.

Esta nova faceta da indústria veio levantar a necessidade da contratação de serviços de sistema no sentido da manutenção da integridade do sistema eléctrico, pela contínua satisfação do equilíbrio entre produção e consumo e da regulação de tensão da rede eléctrica, entre outras necessidades do sistema, vindo de igual modo exacerbar os níveis de incerteza a que os variados agentes se encontram sujeitos.

O presente enquadramento irá abordar a envolvente dos movimentos reformistas que abalaram o sector eléctrico um pouco por todo o mundo, com destaque para as condicionantes e desafios que assim emergiram nos sectores eléctricos *desverticalizados*, nomeadamente no que diz respeito à provisão de serviços de sistema e à sua importância para a manutenção da integridade dos sistemas eléctricos.



## 1.2. A Reforma do Sector Eléctrico

### 1.2.1. As Primeiras Experiências

Ao longo de várias décadas a indústria da electricidade esteve subordinada a um regime de integração vertical, até que a partir de finais do século XX, começam a ser diversos os casos de países que optam por levar a cabo, pelas mais variadas razões, uma reestruturação ao nível deste sector vital.

O governo do Reino Unido, liderado por *Margaret Thatcher*, procedeu à privatização da eléctrica estatal britânica e à consequente reestruturação do sector, não só por razões de índole ideológica, mas igualmente pelo interesse na redução dos encargos com a subsidiação da indústria extractiva de carvão, por via da criação de um mercado *spot* gerido pela entidade incumbida da gestão do sistema eléctrico (Hogan, 2002), sendo este o caso mais influente no movimento reformista que se seguiu à escala global.

Do outro lado do Atlântico, o movimento reformista norte-americano teve na década de 1970, um primeiro passo, ainda que tímido, fruto da combinação dos choques petrolíferos, dos elevados níveis de inflação e de uma maior preocupação ambiental associada aos elevados custos de investimento em centrais nucleares, que culminou na publicação da lei PURPA em 1978. Esta lei conferia às *traditional utilities* a obrigação de adquirir a electricidade produzida por pequenos produtores independentes, sendo aplicada uma remuneração segundo o custo evitado por estas (Borenstein & Bushnell, 2000; Hogan, 2002).

Contudo, resultados inesperados acabaram por emergir, fruto do estabelecimento de contratos de aquisição de electricidade ineficientes, bem como da realização de investimentos em centrais nucleares. Alguns estados registavam na década de 1990, um agravamento dos preços médios da electricidade face aos demais que optaram por colocar de parte a energia nuclear e que foram mais cautelosos no estabelecimento dos mesmos contratos com produtores independentes, o que potencialmente constituiu uma força motriz para uma reestruturação mais profunda do sector (Borenstein & Bushnell, 2000).

Tal reestruturação, igualmente impulsionada pelo caso britânico, surgiu com a publicação do EAct em 1992, e que embora não visasse a concorrência ao nível retalhista, veio permitir o acesso de terceiros à rede de Transporte no sentido do fomento

das trocas de energia e da concorrência ao nível grossista, abrindo caminho para uma posterior reestruturação mais profunda do sector eléctrico (Hogan, 2002).

### 1.2.2 A Experiência Europeia

Enquadrado no âmbito do processo de integração europeia, a UE traçou o objectivo da criação do Mercado Interno de Electricidade, que tinha por exigência desencadear o mais complexo processo de reestruturação do sector eléctrico, em virtude do ambicionado e extensivo grau de integração de mercados, bem como das diversidades patentes entre os vários sistemas electroprodutores (Jamash & Pollitt, 2005).

Visando a harmonização entre os diversos mercados europeus, o processo de reestruturação do sector eléctrico europeu decorreu segundo uma implementação gradual de Directivas Comunitárias – Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro; Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho; Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho.

Assim e numa primeira fase, foram em 1996 estabelecidas as regras comuns para o Mercado Interno de Electricidade relativamente às diversas actividades da cadeia de valor do sector eléctrico. Neste sentido é de realçar a criação da figura de um operador da rede de Transporte (TSO), responsável pela gestão da mesma e que deve ser independente das demais actividades, pelo menos no plano da gestão, assim como o estabelecimento das condições de acesso de terceiros à rede como actividade negociada, regulada ou de comprador único (CE, 1996).

No domínio da separação das diversas actividades foi estipulado que esta deveria ser inicialmente contabilística (*Accounting Unbundling*), isto é, as empresas verticalmente integradas deveriam apresentar contas separadas relativamente às diversas actividades em que operam (CE, 1996).

Posteriormente em 2003, foi estipulado que a separação das actividades de Transporte e Distribuição das demais se alargasse ao plano jurídico, da organização e da tomada de decisões (*Legal Unbundling*) (CE, 2003).

De igual modo, o acesso de terceiros às redes de Transporte e Distribuição passou a ser baseado em tarifas publicadas e aplicáveis sem discriminação entre os utilizadores da rede, sendo estas estabelecidas pelos organismos competentes com funções de entidades reguladoras, que devem ser designados pelos Estados-membros (CE, 2003).



Por fim, lançada em 2009 e a vigorar no presente, a terceira Directiva Comunitária relativa ao Mercado Interno de Electricidade veio aprofundar a desagregação das actividades do sector eléctrico.

Após a obrigatoriedade da separação contabilística e jurídica das actividades de Transporte e Distribuição, a legislação europeia que vigora presentemente estipula a separação da actividade de Transporte face às demais, num sentido em que não subsista nenhuma influência ou controlo de parte a parte (*Ownership Unbundling*) (CE, 2009).

Entre as demais actividades do sector eléctrico continua a vigorar a separação contabilística e legal, ao nível do plano jurídico, da organização e da tomada de decisões.

No sentido da promoção do objectivo primordial do processo de reforma do sector eléctrico europeu, a actual legislação aponta igualmente à promoção da cooperação entre os Estados-membros para efeitos da integração dos seus mercados nacionais, como que num passo intermédio no sentido da criação de um mercado interno plenamente liberalizado, contando para isso com o contributo das entidades reguladoras e dos gestores dos sistemas para a resolução de questões transfronteiriças (CE, 2009).

A Tabela 1 sintetiza as principais mudanças no enquadramento regulatório europeu dos mercados de electricidade, que derivaram da implementação das Directivas Comunitárias acima referidas.

<b>Directiva 96/92/CE</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Criação de operador da rede de Transporte (TSO);</li><li>• Acesso de Terceiros à Rede (negociado, regulado e comprador único);</li><li>• <i>Accounting Unbundling</i>.</li></ul>
<b>Directiva 2003/54/CE</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Criação de Entidades Reguladoras;</li><li>• Acesso de Terceiros à Rede (baseado em tarifas publicadas e aplicadas sem discriminação entre os utilizadores da rede);</li><li>• <i>Legal Unbundling</i>.</li></ul>
<b>Directiva 2009/72/CE</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Promoção da Cooperação entre Estados-membros;</li><li>• <i>Ownership Unbundling</i>.</li></ul>

**Tabela 1: Evolução do Enquadramento Regulatório Europeu dos Mercados de Electricidade.**

Fonte: Elaboração Própria.

### 1.2.3. Vectores Fundamentais da Reforma do Sector Eléctrico

A integração vertical das actividades que compõe a cadeia de valor do sector eléctrico (Figura 1) foi por excelência, o modelo organizacional da indústria no período que precedeu o início dos movimentos reformistas.



**Figura 1: Cadeia de Valor do Sector Eléctrico.**

Fonte: Elaboração Própria.

Por mais diversas que tenham sido as suas motivações indutoras, estes movimentos reformistas assentaram num conjunto de passos principais no âmbito de quatro vectores patenteados na Tabela 2.

<b>Reestruturação</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Separação Vertical da Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização;</li> <li>• Dispersão Horizontal da Produção e Comercialização.</li> </ul>
<b>Concorrência e Mercados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promoção da Concorrência nos segmentos grossista e retalhista;</li> <li>• Abertura à entrada de novos produtores e comercializadores.</li> </ul>
<b>Regulação</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de um Regulador Independente;</li> <li>• Permissão do Acesso de Terceiros às Redes de Transporte e Distribuição;</li> <li>• Regulação por Incentivos das Actividades de Rede.</li> </ul>
<b>Propriedade</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permissão à entrada de novos actores privados;</li> <li>• Privatização das incumbentes públicas.</li> </ul>

**Tabela 2: Principais Passos da Reforma do Sector Eléctrico.**

Fonte: (Jamash & Pollitt, 2005).

A Reestruturação do sector eléctrico, tendo como primeiro passo a *desverticalização* da indústria, permitiria a separação das actividades potencialmente concorrenciais – Produção e Comercialização – daquelas que continuariam a ter por base um monopólio natural regulado – Transporte e Distribuição.

A dispersão horizontal dessas mesmas actividades teria por vista a obtenção de níveis de concentração aceitáveis, no sentido do incentivo à entrada de novos concorrentes (privados) e consequentemente da promoção da concorrência (Jamasp & Pollitt, 2005). Assim, a reestruturação do sector eléctrico é tida como condição necessária, embora não suficiente, no sentido da sua liberalização.

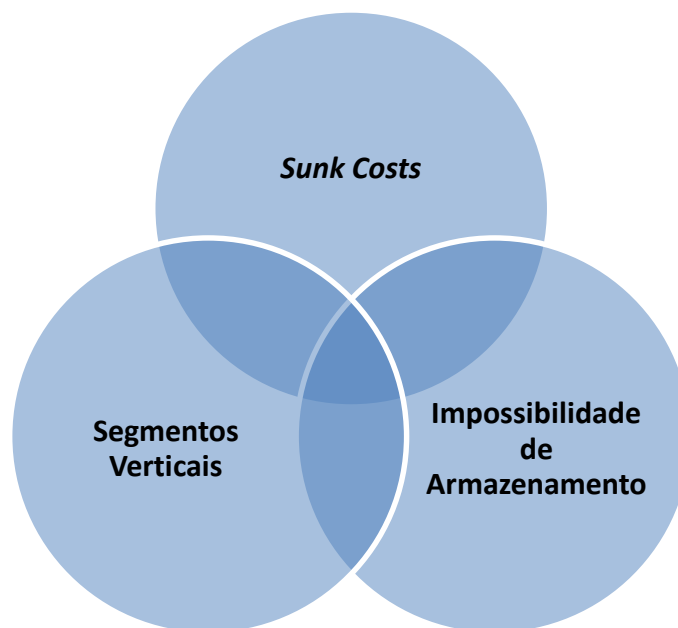
Embora o movimento reformador aponte à liberalização do sector eléctrico, a regulação não poderia ser colocada de parte. Assim, emergiu a necessidade da criação de entidades reguladoras independentes que assegurem e monitorizem o acesso de terceiros às redes de Transporte e Distribuição, bem como apontem a uma gestão eficiente por parte dos agentes que actuam no segmento das actividades de rede – Transporte e Distribuição (Jamasp & Pollitt, 2005; Newbery, 2002).

No que diz respeito à questão da propriedade das incumbentes, não existe um consenso propriamente dito sobre se tal deve permanecer no domínio público ou ser entregue à iniciativa privada. No processo reformador do sector eléctrico do Reino Unido, procedeu-se à privatização da incumbente antes da abertura do mercado à concorrência, enquanto na Noruega a privatização do sector era, do ponto de vista político, inaceitável (Bye & Hope, 2005). Na reforma do sector eléctrico em Portugal, optou-se pela via da privatização, quer do grupo EDP – presente nas actividades de Produção, Distribuição e Comercialização – quer do grupo REN, que no sector eléctrico opera no âmbito do Transporte.

Uma justificação favorável à privatização do sector prende-se com a sua maior propensão para a eficiência quando entregue ao domínio privado, sendo que no outro prato da balança está geralmente a sua subvalorização quando dos processos de privatização, sendo que independentemente do domínio da propriedade ser público ou privado, a regulação continuará a ser um factor chave para a reforma do sector eléctrico (Newberry, 1999).

### 1.2.4. Condicionantes e Desafios da Reforma do Sector Eléctrico

Para além da vitalidade de que o sector eléctrico se reveste no seio de uma economia, este apresenta igualmente uma série de características únicas (Figura 2), que ao terem levado inicialmente à adopção do modelo de integração vertical, podem hoje de igual modo condicionar o processo reformista no sentido da liberalização.



**Figura 2: Características Condicionantes da Reforma do Sector Eléctrico.**

Fonte: Elaboração Própria.

A segmentação vertical da cadeia de valor da indústria da electricidade, cujas actividades apresentam níveis óptimos muito distintos, implicou desde logo que a reforma do sector eléctrico conduzisse à combinação de actividades concorrenciais – Produção e Comercialização – com actividades reguladas – Transporte e Distribuição (Soares, 2006).

A elevada intensidade em capital do sector eléctrico com investimentos iniciais muito avultados e que são considerados afundados (*sunk costs*), conjugada com a impossibilidade prática de armazenamento da electricidade (ainda que exista em pequena escala em centrais hidroeléctricas com bombagem), poderão constituir uma barreira à entrada para novos concorrentes (Soares, 2006).

Mesmo com a ocorrência da entrada de novos agentes no mercado, o processo reformista do sector eléctrico no sentido da sua liberalização continuará a enfrentar, a nível concorrencial e não só, determinados desafios.

Fruto não só das barreiras à entrada de novos concorrentes anteriormente enunciadas, mas igualmente de restrições ao nível da capacidade de Transporte, bem como de eventuais processos de fusões e aquisições, a concentração e o exercício de poder de mercado por parte de agentes dominantes poderão ser entraves a uma saudável e desejada concorrência do mercado (Borenstein & Bushnell, 2000; Bye & Hope, 2005).

Neste sentido, merecem ainda destaque, sobretudo no caso europeu, as limitações da capacidade de interligação entre mercados que colocam igualmente desafios ao nível da integração dos mercados e consequentemente à redução dos seus níveis de concentração de mercado (Bye & Hope, 2005; Jamasb & Pollit, 2005).

A segurança do abastecimento será outro desafio que o sector eléctrico poderá vir a enfrentar em virtude da abertura à concorrência da actividade de Produção. Isto, apesar das iniciativas de liberalização, sobretudo as europeias, terem eclodido num ambiente marcado pela reduzida preocupação política ao nível desta temática, dado à época se verificar excedentes ao nível da capacidade instalada de produção, assim como um considerável nível de segurança de abastecimento de combustíveis primários (Jamasb & Pollitt, 2005).

Contudo, o aumento da incerteza tornou a orientação estratégica das empresas mais complexa, surgindo assim uma tendência para uma quebra do investimento (Soares, 2006). Assim, caso não sejam criados os devidos incentivos ao investimento, não só no sentido de uma adequada capacidade instalada de produção, mas igualmente numa rede de Transporte fidedigna, a segurança do fornecimento de electricidade poderá ser colocada em causa, assim como todo o processo de liberalização (Bye & Hope, 2005; Newbery, 2002).

De igual modo, a reforma do sector eléctrico veio realçar a importância da provisão de serviços de sistema, no sentido em que tal não deverá ser descurado no âmbito da integridade de um sistema eléctrico *desverticalizado*, cujos diversos agentes de mercado passaram a deter responsabilidades diferenciadas (Brien, 1999; Galvis & Feltrin, 2012).

Como tal, e sendo o foco da presente dissertação, serão em seguida abordados os aspectos mais substanciais no que diz respeito aos serviços de sistema no âmbito de um sistema eléctrico *desverticalizado*.

### 1.3. A Importância dos Serviços de Sistema no Sector Eléctrico

#### 1.3.1. Natureza dos Serviços de Sistema

Não só, mas igualmente no sentido da manutenção do equilíbrio permanente entre produção e consumo, um sistema eléctrico carece da provisão de uma série de serviços auxiliares que permitam manter a sua integridade, sendo estes geralmente providenciados pelos utilizadores da rede (Pirbazari, 2010).

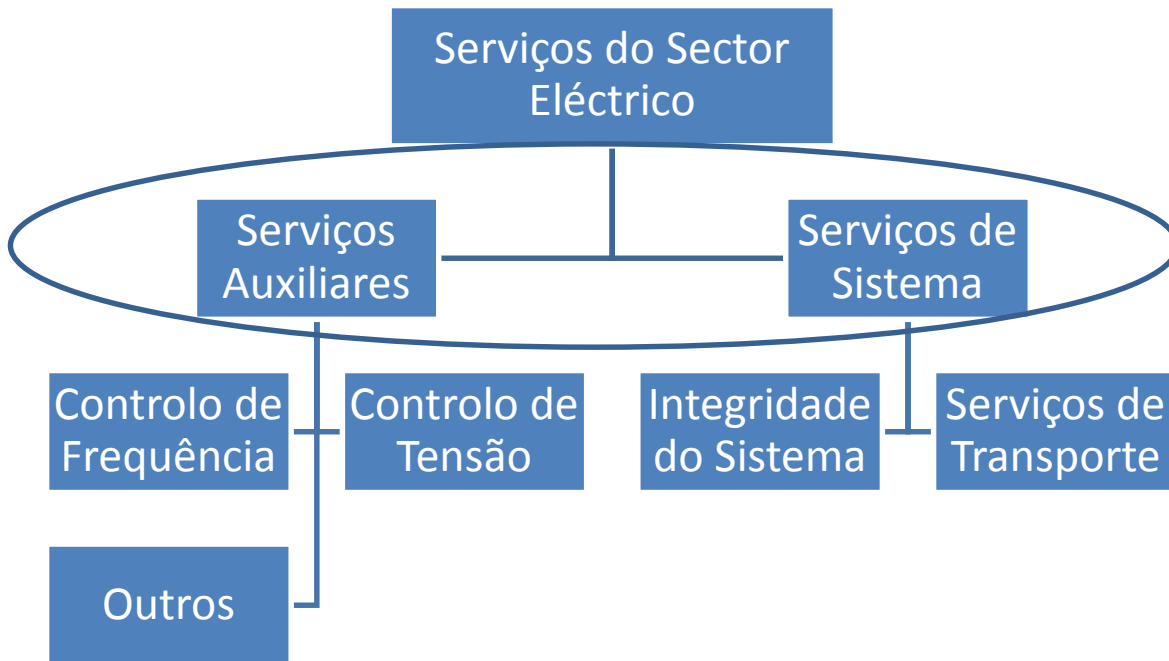
A definição das suas necessidades e respectiva contratação encontra-se normalmente a cargo do TSO, no sentido do cumprimento das suas obrigações, embora existam sistemas em que tais responsabilidades são partilhadas entre os utilizadores da rede (Rebours *et al*, 2007b).

Embora na grande maioria, a literatura existente denomine tais serviços por serviços auxiliares (*ancillary services*), importa fazer referência à dicotomia existente quanto à sua terminologia.

Assim, os “serviços de sistema são os serviços providenciados pelo operador de sistema a todos os utilizadores da rede, enquanto os serviços auxiliares são os serviços fornecidos por alguns utilizadores da rede ao operador de sistema” (Rebours *et al*, 2007a, pp. 352).

Neste sentido, é a prestação de tais serviços auxiliares ao TSO pela parte de alguns utilizadores do sistema que permite ao TSO prestar a todos os utilizadores do sistema, os serviços a que se propõe – Transporte e integridade do sistema.

Por uma questão de clareza e igualmente porque está assim estipulado pela ERSE, será doravante adoptada a terminologia de serviços de sistema para ambos os serviços, que se encontram contemplados na Figura 3.



**Figura 3: Serviços do Sector Eléctrico.**

Fonte: Adaptado de Pirbazari (2010).

Poder-se-á afirmar que os serviços de sistema assentam na base do conceito de um bem público, na medida em que o seu contributo para a segurança do abastecimento beneficia todos os agentes do sistema. Sendo à partida impossível de privar algum desses agentes de tais benefícios, tal deve ser tomado em conta na definição dos mecanismos de remuneração da sua provisão (Raineri *et al*, 2008; Rebours *et al*, 2007).

Contudo, e neste sentido, deverá ser igualmente tida em conta a eventual existência de um componente local (normalmente no que diz respeito aos serviços de controlo de tensão) que possa vir a estabelecer uma diferença entre os agentes do sistema. Tal diferenciação prende-se com a tomada de benefícios da provisão de tais serviços, sendo que deverá então ocorrer também uma diferenciação relativamente ao contributo dos agentes quanto ao financiamento dos mesmos (Raineri *et al*, 2008).

A interdependência entre a produção de electricidade e a provisão de serviços de sistema não se resume exclusivamente à manutenção da integridade do sistema eléctrico, dado existir uma relação de substituíbilidade entre si, por força da necessidade de mobilização de energia para a provisão de serviços de sistema e que à semelhança da energia produzida com fins comerciais, é obtida com recurso à capacidade instalada do sistema electroprodutor (Brien, 1999).



Neste sentido, toda a envolvente dos serviços de sistema, mas sobretudo os mecanismos estabelecidos para a sua contratação, irá afectar a alocação da capacidade instalada, entre a geração de energia para fins comerciais ou a ser mobilizada para a provisão de serviços de sistema, o que por sua vez influenciará a eficiência do sistema eléctrico, por via da afectação dos preços da energia e consequentemente da propensão ao novo investimento em capacidade instalada (Brien, 1999).

Da forma a que alocação da capacidade instalada será tendencialmente orientada pelo mercado, exige-se não só pela manutenção da integridade do sistema, mas igualmente por uma razão de eficiência que “um mercado competitivo de electricidade tenha a si associado um mercado competitivo de serviços de sistema” (Brien, 1999, pp.40).

Antes de se proceder a uma abordagem dos seus principais aspectos económicos, será estabelecida em seguida uma classificação dos diversos serviços de sistema. Dada a diversidade existente quanto à nomenclatura e condições técnicas dos serviços de sistema entre diferentes sistemas electroprodutores (Raineri *et al*, 2006; Rebours *et al*, 2007a), será adoptada a classificação vigente para o sistema eléctrico Português.

### 1.3.2. Classificação dos Serviços de Sistema

No sistema eléctrico nacional, os serviços de sistema estão agrupados em 5 categorias: Controlo de Frequência, Resolução de Restrições Técnicas, Controlo de Tensão, Arranque Automático e Interruptibilidade.

Os serviços de Controlo de Frequência consistem na mobilização (ou desmobilização) de energia no sentido de ser dada uma resposta a potenciais desequilíbrios entre a produção e o consumo, estando divididos em três tipos: Regulação Primária, Reserva Secundária e Reserva de Regulação.

O serviço de Regulação Primária aponta à correcção automática dos desequilíbrios instantâneos entre produção e consumo através da variação de potência dos geradores de forma imediata (entre 15 a 30 segundos) e autónoma, devendo ser obrigatoriamente disponibilizado por todas as unidades de produção que estejam directamente ligadas à RNT (ERSE, 2014).

O serviço de Reserva Secundária tem por objectivo controlar o desvio da frequência do sistema em relação à frequência nominal, quer em caso de funcionamento isolado do sistema, quer na manutenção da frequência conjunta da interligação com Espanha dentro do programado, num tempo de resposta de 30 segundos, devendo tal serviço ser prestado por todas as unidades físicas habilitadas para tal (ERSE, 2014).

O serviço de Reserva de Regulação assume-se como um complemento dos serviços anteriormente mencionados, consistindo na variação máxima de potência activa para subir ou para baixar que pode ser mobilizada no horizonte de programação da exploração em vigor (ERSE, 2014).

A Figura 4 estabelece uma síntese relativamente aos diversos serviços de sistema enumerados ao longo da presente secção.



**Figura 4: Serviços de Sistema.**

Fonte: Elaboração Própria.

Os serviços de Resolução de Restrições Técnicas – qualquer limitação à fiabilidade do fornecimento de electricidade derivada de circunstâncias inesperadas ao nível da Produção ou Transporte – têm por base a alteração da programação (PDBF e

PDVD), aumentando ou reduzindo a produção (consumo) adicional de grupos geradores (de bombagem) que não funcionariam em condições normais de mercado (ERSE, 2014).

O serviço de Controlo de Tensão assenta essencialmente no fornecimento ou absorção de potência reactiva pelos grupos geradores, de bombagem e compensadores síncronos no sentido da manutenção das tensões dos diferentes nós da rede dentro dos limites estabelecidos, patentes na Tabela 3 (ERSE, 2014).

	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
<b>Nível de 400 kV</b>	380 kV (95%)	420 kV (105%)
<b>Nível de 220 kV</b>	209 kV (95%)	245 kV (111%)
<b>Nível de 150 kV</b>	142 kV (95%)	165 kV (110%)

**Tabela 3: Níveis de Tensão da Rede Nacional de Transporte.**

Fonte: ERSE.

O serviço de Arranque Autónomo ou denominado de forma comum por *blackstart* tem por objectivo a reposição do serviço após uma situação de falha total ou parcial do sistema, baseando-se na capacidade de alguns grupos geradores, sobretudo hidroeléctricos, para voltarem a operar sem recurso à rede, mantendo um nível de funcionamento estável ao longo do processo de recuperação do sistema (ERSE, 2014).

O serviço de Interruptibilidade apresenta a particularidade de ser prestado pelos consumidores de electricidade, consistindo numa iniciativa voluntária para reduções pontuais de consumo para um valor igual ou inferior à potência residual estabelecida, no seguimento de uma ordem dada pelo operador do sistema, tendo por objectivo enfrentar situações de carência energética ou de segurança do sistema (ERSE, 2014).

Tendo aqui sido estabelecido um enquadramento relativo à natureza e classificação dos diversos serviços de sistema, é possível tomar consciência da sua interdependência e preponderância relativamente aos mercados convencionais de electricidade. Neste sentido, proceder-se-á mais à frente a uma abordagem dos seus principais aspectos económicos, nomeadamente no que diz respeito aos custos incorridos no âmbito da sua provisão, assim como aos procedimentos seguidos com vista à sua contratação e consequente remuneração.



### 1.4. Investigação e Estrutura do Estudo

Com a presente investigação pretende-se proceder a uma análise relativamente à volatilidade dos preços dos mercados de serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação, em particular no que diz respeito aos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha.

Para além disso, será também realizada uma análise relativa à eficiência do ponto de vista do custo global para tais sistemas eléctricos em função da contratação da provisão de tais serviços, tendo por base dados empíricos correspondentes aos sistemas eléctricos português e espanhol relativamente aos anos de 2013 e 2014.

A presente dissertação encontra-se estruturada segundo sete capítulos. O primeiro de tais capítulos consiste numa breve introdução da temática que será abordada, assim como dos objectivos que se propõe a atingir.

No segundo capítulo serão abordados os aspectos económicos relativos aos serviços de sistema, nomeadamente no que diz respeito à sua estrutura de custos e aos métodos aplicados com vista à sua contratação e consequente remuneração.

No terceiro capítulo procura-se estabelecer uma caracterização dos sistemas eléctricos português e espanhol relativamente à sua composição em termos de capacidade instalada. O processo de acoplamento de ambos os sistemas será brevemente descrito, assim como a forma como se desenrolam os processos de contratação e remuneração dos serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação.

O quarto capítulo detalhará em maior pormenor os objectivos da investigação e as hipóteses deduzidas a serem testadas no seu âmbito, assim como descreverá brevemente os dados empíricos que servirão de base ao desenvolvimento das análises propostas, segundo os métodos de análise adoptados e que se encontram descritos no quinto capítulo.

Por fim, o sexto capítulo evidenciará os principais resultados da investigação, assim como a discussão das hipóteses deduzidas, sendo que o sétimo e último capítulo contemplará as conclusões da presente dissertação, bem como eventuais questões que possam vir a merecer a atenção por parte de investigações futuras.

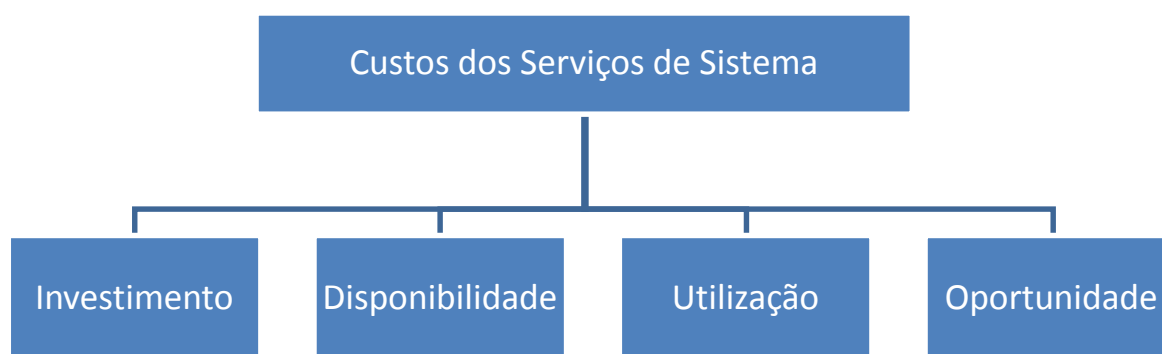


## 2. Aspectos Económicos dos Serviços de Sistema

### 2.1. Custos da Provisão de Serviços de Sistema

A provisão de serviços de sistema acarreta todo um conjunto de custos (Figura 5) que deverão ser tomados em conta no sentido de uma gestão eficiente do sistema eléctrico, sem é claro, se descurar a manutenção da integridade do mesmo.

A estrutura de custos da provisão de serviços de sistema é variável em função do tipo de serviço que é prestado (Galvis & Feltrin, 2012; Kirsch & Singh, 1995), podendo ser essencialmente repartida entre quatro tipos de custos: custos de investimento, custos de disponibilidade, custos de utilização e custos de oportunidade.



**Figura 5: Custos dos Serviços de Sistema**

Fonte: Elaboração Própria.

Os custos de investimento compõem a larga maioria da parcela de custos fixos associados à provisão de serviços de sistema, e consistem essencialmente em custos com capacidade instalada e com a adaptação de equipamentos à provisão dos diversos serviços de sistema (Galvis & Feltrin, 2012; Kirsch & Singh, 1995).

Os custos de disponibilidade podem ser divididos numa componente fixa, na qual assentam os custos relacionados com a manutenção preventiva e testes aos equipamentos e outra componente variável de acordo com os níveis de provisão de serviços de sistema, composta nomeadamente pelos custos inerentes à manutenção correctiva dos

equipamentos, assim como pelos custos de perdas de eficiência na provisão dos mesmos (Galvis & Feltrin, 2012).

Assentando exclusivamente numa base variável, os custos de utilização dizem respeito aos custos que derivam da provisão propriamente dita de serviços auxiliares, nomeadamente os custos de combustíveis, os custos de arranque de produção e os custos derivados do desgaste dos equipamentos (Kirsch & Singh, 1995).

Por fim, os serviços de sistema apresentam também eventuais custos de oportunidade por força da substituibilidade existente entre a energia direccionada para a prestação de tais serviços e a energia produzida para fins comerciais (Brien, 1999).



### 2.2. Contratação de Serviços de Sistema

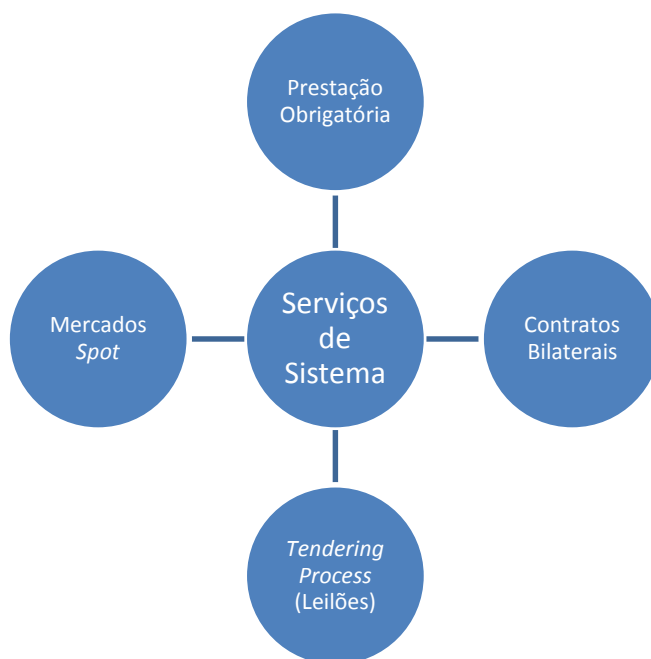
A contratação de serviços de sistema com vista à manutenção da integridade do sistema eléctrico está por norma a cargo do gestor do sistema, como já foi mencionado.

No entanto, da mesma forma que tal enquadramento define uma solução quanto à responsabilidade da contratação dos serviços de sistema, há certas condicionantes que poderão emergir com a criação de um monopólio ao nível da sua contratação, nomeadamente relacionadas com a alocação dos custos e a transparência e/ou eficiência associadas ao processo da sua contratação (Rebours *et al*, 2007).

Tais condicionantes ganham relevância quando os custos referentes à contratação de serviços de sistema representam uma larga proporção do total dos custos incorridos pelo gestor do sistema, superando por vezes os custos de investimento relacionados com activos constituintes da rede de Transporte ou outros custos operacionais, vindo mesmo a levantar a discussão sobre a eficiência do processo de contratação (Scherer *et al*, 2013).

De igual modo, são diversos os desafios que emergem com a definição dos métodos de contratação dos serviços de sistema, sendo que nenhum se assume como perfeito na sua plenitude. Entre estes desafios encontram-se a criação de incentivos ao investimento, no sentido de garantir a provisão de serviços de sistema a longo prazo, a mitigação de um eventual exercício de poder de mercado por parte de agentes produtores e/ou assegurar a maximização do bem-estar social (Rebours *et al*, 2007).

No sentido da sua responsabilidade, o gestor de sistema procurará proceder à contratação dos serviços de sistema através dos métodos de contratação apresentados na Figura 6: Prestação Obrigatória, Contratos Bilaterais, *Tendering Process* e Mercados *Spot* (Galvis & Feltrin, 2012; Rebours *et al*, 2007; Rebours *et al*, 2007b).



**Figura 6: Métodos de Contratação dos Serviços de Sistema**

Fonte: Elaboração Própria.

A contratação de serviços de sistema segundo a modalidade de Prestação Obrigatória aponta a uma repartição da sua provisão, igualitária em termos absolutos ou relativos entre os agentes capazes de providenciar tais serviços, tendo tal mecanismo como principal vantagem a sua simplicidade (Galvis & Feltrin, 2012).

No prato oposto da balança, encontra-se a ausência de incentivos à eficiência, dado não existir uma discriminação positiva entre os agentes que sejam capazes de providenciar tais serviços quanto aos custos em que incorrem na sua provisão (Galvis & Feltrin, 2012; Rebours *et al*, 2007b).

A negociação de Contratos Bilaterais com vista à provisão de serviços de sistema surge como uma alternativa para colmatar a lacuna no campo da eficiência. Contudo tais processos negociais tendem a arrastar-se no tempo, sendo geralmente complexos e envolvendo elevados custos, sendo por isso normalmente fixados por longos períodos, o que poderá ser inapropriado tendo em consideração eventuais variações de preços e das condições de exploração a curto prazo (Galvis & Feltrin, 2012; Rebours *et al*, 2007b).

As demais modalidades de contratação de serviços de sistema, *Tendering Process* ou leilões a médio ou longo prazo (semanal, mensal ou anual) e *Mercados Spot* a curto prazo (normalmente numa base diária), apresentam uma maior transparência e procuram

abrir caminho à promoção da competitividade, tendo no entanto como pontos negativos os elevados custos administrativos, bem como a tendência em enfrentar um potencial risco de ocorrência de exercício de poder de mercado por parte de agentes dominantes (Galvis & Feltrin, 2012; Rebours *et al*, 2007b).

Como já foi anteriormente referido, há ainda a possibilidade de em determinados sistemas electroprodutores a definição de necessidades e consequente provisão de serviços de sistema se encontrar a cargo dos utilizadores da rede – *Self-Procurement*.

À semelhança das demais modalidades, esta não foge à regra no que diz respeito à perfeição na sua plenitude, apresentando vantagens no que concerne à mitigação do domínio de mercado por parte de alguns agentes ou na segurança da provisão de tais serviços, assim como desvantagens, nomeadamente na promoção do bem-estar social ou na transparência de todo o processo (Rebours *et al*, 2007).

Após se proceder a uma breve descrição de cada modalidade de contratação de serviços de sistema, a Tabela 4 estabelece uma síntese dos prós e contras relativos a cada modalidade de contratação dos mesmos serviços.

	Prestação Obrigatória	Contractos Bilaterais	<i>Tendering Process</i>	Mercados <i>Spot</i>
Mitigação da influência dos agentes dominantes	+++	+	--	---
Incentivo à entrada de novos agentes no mercado	+	-/+	++	+++
Cobertura contra o risco	++	+++	+	---
Redução dos custos de transacção	++	-	-	-
Segurança da provisão de SS	+++	+++	+++	+
Promoção do bem-estar social	---	+	++	+++
Promoção da transparência do mercado	+++	--	+	+++
Reconhecimento das externalidades dos SS	---	+++	+++	+++
Integração da resposta à procura como SS	--	+++	++	+

**Tabela 4: Prós e Contras dos Métodos de Contratação dos Serviços de Sistema**

Fonte: Adaptado de Rebours et al (2007).

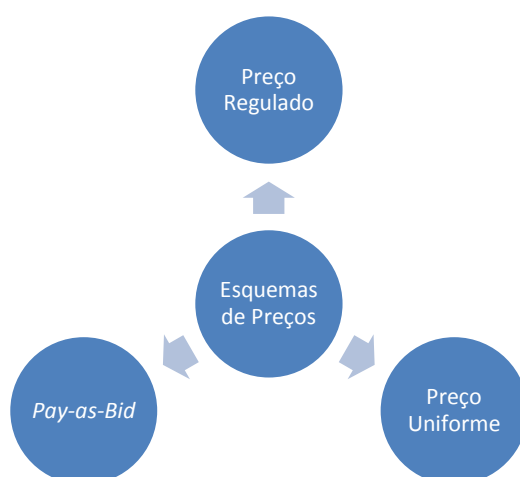
### 2.3. Remuneração dos Serviços de Sistema

A provisão de serviços de sistema incorre numa série de custos, tal como já foi previamente mencionado, importando assim estabelecer uma abordagem aos mecanismos que normalmente são aplicados com vista à remuneração da sua contratação, não apenas no sentido de se ressarcir os agentes por tais custos em que incorrem, mas igualmente de forma a serem criados os incentivos apropriados para que a provisão de tais serviços se mantenha num nível adequado de acordo com as suas necessidades.

Desde logo, merece ser referido que tal remuneração nem sempre tem lugar, mais concretamente no que diz respeito aos serviços de sistema cuja prestação é de cariz obrigatório, o que do ponto de vista da sua contratação é excelente, não sendo o caso do ponto de vista do óptimo social (Rebours *et al*, 2007b).

Por sua vez, a provisão de serviços de sistema cuja contratação tem lugar segundo as demais modalidades já previamente mencionadas terá por norma associada uma remuneração cuja estrutura será variável em função da consideração dos custos incorridos (fixos e variáveis), sendo que na prática tal estrutura assume basicamente duas componentes: disponibilidade (capacidade disponibilizada) e utilização (energia fornecida) (Galvis & Feltrin, 2012; Rebours *et al*, 2007).

A Figura 7 sumariza os principais esquemas de preços aplicados para a remuneração da contratação de serviços de sistema.



**Figura 7: Esquemas de Remuneração da Contratação de Serviços de Sistema**

Fonte: Elaboração Própria.

Neste seguimento, a formação dos preços que servirão de base à remuneração dos agentes que forneçam serviços de sistema poderá seguir por diversos caminhos.

De uma forma mais simples, os preços poderão ser estipulados por uma entidade reguladora, geralmente numa base igualitária para todos os agentes, não sendo contudo, uma solução desejável, excepto perante a ameaça de exercício de poder de mercado, na medida em que tal não é capaz de reflectir de uma forma perfeita os custos incorridos na provisão de tais serviços (Rebours *et al*, 2007b).

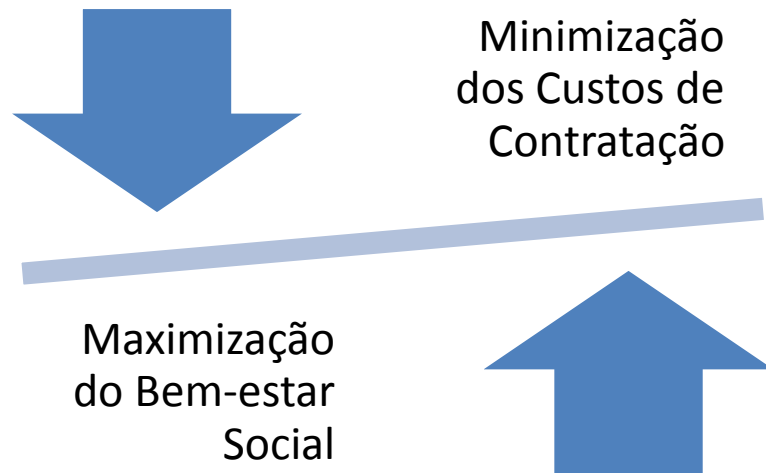
De uma forma ligeiramente mais complexa, o processo de formação dos preços dos serviços de sistema poderá estar entregue ao livre arbítrio do mercado, sendo os preços definidos em função das ofertas que os agentes apresentem.

Neste sentido, os agentes cujas ofertas sejam seleccionadas com vista à satisfação das necessidades de serviços de sistema poderão ver a sua prestação de serviços remunerada segundo o preço que eles próprios definam na sua oferta – *Pay-as-Bid* – ou consoante um preço uniforme para todas as ofertas seleccionadas (*Common Clearing Price*) que derivará da oferta mais cara que virá a permitir a satisfação das necessidades estabelecidas ou da mais barata entre as que serão rejeitadas, isto de acordo com a sua ordenação segundo a ordem de mérito (Rebours *et al*, 2007b).

Em seguida, será abordada em pormenor, toda a envolvente dos mercados organizados com vista à contratação de serviços de sistema, não apenas no que diz respeito à sua concepção e aos avanços que incutiram na indústria, mas também as limitações e desafios que ainda enfrentam.

## 2.4. Mercados de Serviços de Sistema

A contratação de serviços de sistema visa sobretudo, a manutenção da integridade do sistema eléctrico, de tal modo que poder-se-á afirmar que a eficácia constitui o objectivo primordial da sua contratação (Rebours *et al*, 2007).



**Figura 8: Objectivos do Protocolo de Selecção de Ofertas de Serviços de Sistema**

Fonte: Elaboração Própria.

Não obstante, tal objectivo deverá ser cumprido segundo uma lógica no sentido da eficiência e da maximização do bem-estar social, quer seja por via de mercados organizados para tal efeito, quer segundo as demais formas de contratação previamente enumeradas.

Assim, dever-se-á proceder à contratação de serviços de sistema não só de forma a que os agentes de mercado tenham um incentivo para revelar os verdadeiros custos em que incorrem, mas de igual modo a que as ofertas seleccionadas para esse fim permitam minimizar os custos de contratação, que por norma acabam a ser reflectidos nos custos do consumidor final (Kamat & Oren, 2002; Oren, 2001; Rebours *et al*, 2007).

Tendo em linha de conta a optimização entre custos e bem-estar social no que à contratação de serviços de sistema diz respeito, não existe na literatura, um consenso quanto ao melhor método de contratação e respectivo esquema de remuneração, como já foi aliás, anteriormente mencionado, sendo que os mercados organizados para a sua contratação não são excepção.

Num sentido em que os serviços de sistema se revestem de uma considerável complexidade técnica, longo tenderá a ser o caminho a percorrer até se alcançar um modelo perfeito com vista à sua contratação e consequente remuneração, o que provavelmente representa um maior desafio em relação ao que foi o estabelecimento dos mercados *spot* de electricidade com fins comerciais (Rebours *et al*, 2007).

Um reflexo dessa considerável complexidade técnica dos serviços de sistema é a sua natureza hierárquica em termos de qualidade, medida pelo tempo de resposta dos respectivos serviços e que vem permitir uma substituibilidade descendente entre estes mesmos, o que levou a que inicialmente a contratação de serviços de sistema em mercado fosse organizada em separado e de uma forma sequencial – *cascading procurement* (Isemonger, 2009; Kamat & Oren, 2002).

Segundo um mercado organizado para tal efeito, a contratação de serviços de sistema tem por base a submissão de ofertas por parte dos agentes de mercado habilitados para tal. Tais ofertas assentam em duas componentes – capacidade disponibilizada (€/MW) e energia fornecida (€/MWh) – sendo que por norma, tendo em vista a selecção daquelas que permitirão cumprir as necessidades do sistema, apenas é considerada a componente que diz respeito à capacidade disponibilizada, enquanto a componente de energia fornecida é meramente indicativa para efeitos de remuneração em caso de uma eventual mobilização (Papalexopoulos & Singh, 2001).

No sentido em que qualquer agente procurará otimizar a sua posição e perante um processo de selecção segundo este formato, os agentes procurarão apresentar uma proposta competitiva no que à componente de capacidade diz respeito, no sentido de virem a ser seleccionados para eventualmente satisfazer as necessidades do sistema, enquanto no que concerne à componente de energia fornecida procurarão apresentar um preço que seja significativamente superior face aos custos em que incorrem para a sua mobilização, isto no sentido de maximizarem os seus ganhos.

Apresentando tal modelo de selecção de ofertas, o caso germânico foi alvo de uma análise conduzida por Swider (2007) que veio demonstrar que entre 2001 e 2004, os preços da componente de energia fornecida apresentaram uma tendência no sentido da subida, enquanto os preços da componente de capacidade mantiveram-se a um nível constante. Esta situação derivou de uma lógica natural e legítima do ponto de vista dos agentes de mercado que procuram maximizar os seus ganhos em função do modelo de



selecção de ofertas, mas que resultou sobretudo, da total ausência de incentivos para que os agentes revelem os custos de utilização em que incorrem, acabando a constituir um obstáculo à eficiência do processo de contratação de serviços de sistema.

Uma proposta no sentido de solucionar tal obstáculo passaria, segundo Swider (2007), pela reformulação do modelo de selecção das ofertas, de modo que ambas as componentes fossem tomadas em consideração, no sentido de os agentes formularem ofertas cujos preços se encontrassem mais próximos dos custos em que incorrem.

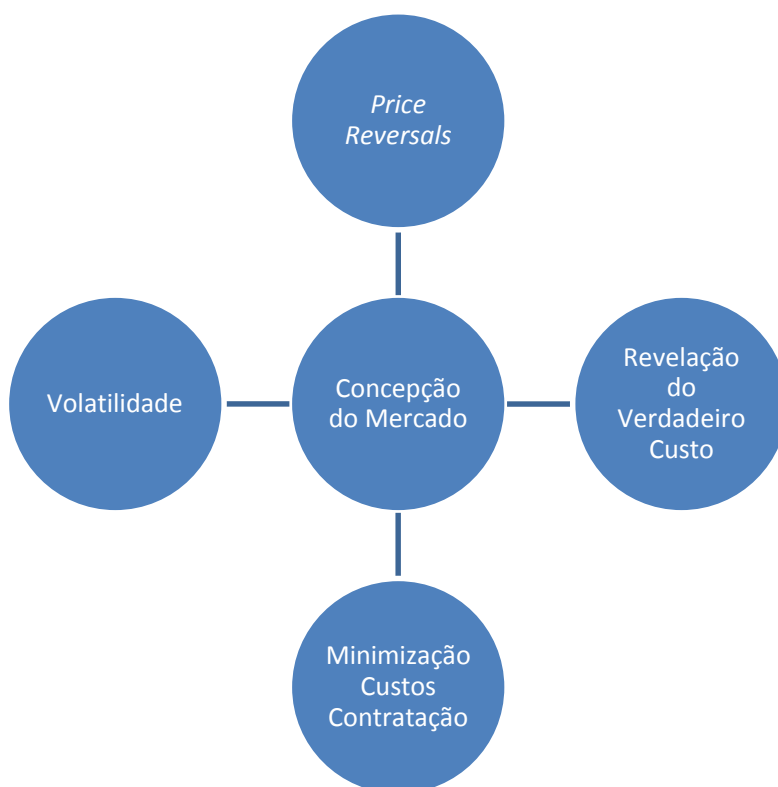
Contudo, apesar de tal reformulação constituir uma potencial melhoria no caminho para a eficiência do processo de contratação de serviços de sistema, tal não constituirá uma solução para os demais problemas que a este estão associados, assim como não seria surpreendente se tal não constituísse uma solução na sua plenitude para a problemática da eficiência.

Não sendo já uma novidade que os mercados organizados com vista à contratação de serviços de sistema não são dotados de uma plena perfeição, a sua própria concepção constituirá o principal determinante naquilo que será a melhor aproximação ao pleno sucesso, não só em termos de eficiência, como igualmente no que concerne à eficácia na manutenção da integridade do sistema eléctrico (Oren, 2001).

Neste sentido, a evidência empírica vem demonstrar que cada mercado que tem em vista a contratação de serviços de sistema tende a ser organizado de um modo diferenciado, de forma a dar uma melhor resposta às limitações que sejam consideradas no sistema eléctrico correspondente (Kamat & Oren, 2002; Oren, 2001).

Dado ainda estar por desenvolver um modelo de mercado totalmente perfeito, que seja capaz de responder em conformidade a todas estas limitações, qualquer que seja um dado ajustamento de mercado que procure dar resposta a uma dada limitação, este acabará porventura por agravar ou fazer emergir outras mesmas limitações às quais o respectivo mercado seja de igual modo susceptível.

Assim, tendo em vista o estabelecimento de um mercado de serviços de sistema, dever-se-á atender não só no que à eficácia da sua contratação diz respeito, mas igualmente às limitações a que tal estará eventualmente sujeito em virtude do modelo de mercado que acabará a ser adoptado. Entre tais limitações figuram a inversão de preços (*Price Reversals*), a criação de incentivos à revelação do verdadeiro custo, a minimização dos custos de contratação e a volatilidade dos seus preços (Figura 9).



**Figura 9: Limitações adjacentes à concepção dos Mercados de Serviços de Sistema**

Fonte: Elaboração Própria.

A natureza sequencial da contratação de serviços de sistema em mercados organizados apesar de permitir uma substituíbilidade descendente entre tais serviços em nome da eficiência, vem de igual modo e sobretudo segundo uma remuneração a um preço uniforme, potenciar um fenómeno de inversão de preços, que consiste no facto de serviços de menor qualidade virem a apresentar preços superiores face a serviços de maior qualidade (Kamat & Oren, 2002; Papalexopoulos & Singh, 2001; Oren, 2001).

Por sua vez, tal fenómeno poderá conduzir à criação de incentivos perversos no sentido em que os agentes de mercado passarão a ter uma maior apetência para licitar a sua capacidade numa fase posterior do processo sequencial de contratação de serviços de sistema tendo em vista uma remuneração segundo preços superiores face aos que se registarão numa fase inicial (Kamat & Oren, 2002; Oren, 2001).

No entanto, é necessário tomar em consideração que a capacidade disponibilizada para a prestação de tais serviços vai diminuindo ao longo do processo sequencial de

contratação, pelo que de certo modo, seja natural que se verifique preços superiores nas fases posteriores do processo (Papalexopoulos & Singh, 2001).

Uma solução apontada para eliminar tal problema reside na remuneração das ofertas segundo a modalidade PAB, na medida em que tal ajustamento de mercado não cria os incentivos perversos anteriormente mencionados, pois acaba a internalizar a diferença de qualidade entre os diversos serviços de sistema ao remunerar a sua prestação de acordo com o preço definido por cada oferta que seja seleccionada, bem como a neutralizar a estratégia “*last man in*” (Kamat & Oren, 2002; Papalexopoulos & Singh, 2001).

Se por um lado, um ajustamento do mercado segundo a modalidade PAB não dá azo a que os agentes de mercado adoptem um comportamento estratégico relativamente a que fase do processo de contratação de serviços de sistema é que deverão licitar as suas ofertas, de igual modo não providencia os devidos incentivos para que os agentes estabeleçam um preço nas suas ofertas que esteja alinhado com o seu verdadeiro custo, ou seja, não cria os devidos incentivos à revelação do verdadeiro custo dos serviços de sistema (Kamat & Oren, 2002; Papalexopoulos & Singh, 2001).

No sentido de solucionar tal limitação, o mais indicado seria proceder à remuneração da provisão de serviços de sistema segundo um preço uniforme. Tal modalidade incentiva os agentes de mercado a estabelecer nas suas ofertas um preço que se encontre alinhado com os custos em que incorrem, uma vez que sendo o preço final estipulado pela última oferta que permitirá ir ao encontro das necessidades previamente estabelecidas, os agentes acabarão, por norma, a ter uma única preocupação que será licitar uma oferta minimamente competitiva, cujo preço venha a ser inferior ao preço estipulado pela última oferta seleccionada, precisamente no sentido de verem as suas ofertas seleccionadas (Oren, 2004).

Apesar de esta modalidade de remuneração criar incentivos positivos no sentido da eficiência social, acaba por outro lado, por não representar uma solução no que concerne ao objectivo de minimização dos custos de contratação dos serviços de sistema, uma vez que vem imputar elevados custos de contratação, dado que todas as ofertas seleccionadas serão remuneradas segundo o preço que resulta da selecção da última oferta que tem em vista a satisfação das necessidades do sistema (Papalexopoulos & Singh, 2001; Oren, 2004).

No sentido de colmatar esta falha, foi adoptada na Califórnia uma solução, denominada *Rational Buyer*, que mantendo uma remuneração segundo um preço uniforme, procura a minimização dos custos de aquisição, de acordo com um processo de contratação simultâneo que permite uma substituíbilidade descendente entre os serviços de sistema, embora que para tal tenha de incorrer em sacrifícios no que à eficiência social diz respeito (Kamat & Oren, 2002; Papalexopoulos & Singh, 2001; Oren, 2001).

A contratação de serviços de sistema segundo uma base simultânea, inclusive com o mercado de contratação de energia para fins comerciais (*co-optimization* ou *dispatch model*), tem vindo a conquistar o seu espaço em vários mercados (PJM, Austrália e New England) em função da sua lógica de optimização de recursos que permite a minimização dos custos de contratação (Galvis & Feltrin, 2012).

Contudo, esta solução não é igualmente perfeita na sua plenitude, pois para além de a sua adopção acabar por vir a impor um *trade-off* entre a minimização dos custos de contratação dos serviços de sistema e a sua eficiência social, é igualmente susceptível à problemática da inversão de preços, uma vez que a remuneração da contratação dos serviços de sistema continua a desenrolar-se segundo um preço uniforme para todas as ofertas seleccionadas (Papalexopoulos & Singh, 2001).

Embora não constitua uma solução plenamente perfeita, a remuneração da provisão de serviços de sistema segundo a modalidade PAB deverá ser alvo de consideração no desenvolvimento dos mercados de serviços de sistema. Tal deverá ser equacionado não apenas porque representa uma solução face à limitação da inversão de preços, mas de igual modo pelo facto de potencialmente vir a conduzir a um resultado equilibrado no que diz respeito ao *trade-off* entre a eficiência social e a minimização dos custos de contratação dos serviços de sistema (Papalexopoulos & Singh, 2001; Oren, 2001; Oren, 2004).

Não obstante ainda o facto de a modalidade de remuneração segundo um preço uniforme ser a única a garantir a eficiência produtiva (Kamat & Oren, 2002), bem como por norma assumir-se como superior face à modalidade PAB, excepto perante um mercado altamente concentrado e com fraca liquidez (Oren, 2004), há ainda que tomar em consideração outra limitação comum dos mercados de electricidade e igualmente dos mercados de serviços de sistema – a volatilidade de preços.

Tal como será em seguida abordado com maior detalhe, a volatilidade dos preços dos mercados de electricidade e de serviços de sistema resulta de toda uma panóplia de factores, entre os quais se inclui a própria concepção dos mercados.

No que diz respeito aos mercados de serviços de sistema, a modalidade de remuneração da sua provisão segundo um preço uniforme tende a revelar-se menos favorável no sentido de um mercado menos volátil, quando comparada com a modalidade PAB, pois tende a criar um clima de maior incerteza para os agentes de mercado no sentido da selecção das suas ofertas, que por sua vez se reflecte nos preços dos serviços de sistema, acabando estes por estar sujeitos a uma maior volatilidade (Oren, 2001; Oren, 2004).



## 2.5. Volatilidade dos Mercados de Electricidade

A recente onda de liberalização que varreu a indústria da electricidade com vista a estimular a concorrência e consequentemente promover a redução dos seus preços, introduziu igualmente um novo factor de risco para os agentes de mercado.

Trata-se da volatilidade dos preços<sup>1</sup> que os mercados grossistas poderão eventualmente evidenciar e que não só os agentes de mercado, mas também as entidades competentes no domínio regulatório devem atender nas suas tomadas de decisão a longo prazo (Benini *et al*, 2002; Quiles & Gil, 2010; Zareipour *et al*, 2007).

Assim, no âmbito da gestão do risco a que os agentes de mercado se encontram expostos, ergue-se a motivação para se proceder ao estudo deste parâmetro nos mercados de electricidade, sendo em seguida enunciados os factores que contribuem para a sua origem.

Os mercados de electricidade evidenciam uma volatilidade consideravelmente superior, quando comparados com outros mercados, energéticos ou financeiros, em virtude de uma conjugação de características únicas intrínsecas à indústria da electricidade e que dificultam a satisfação da contínua necessidade de equilíbrio entre a produção e o consumo de electricidade (Benini *et al*, 2002; Frömmel *et al*, 2014).

A procura de electricidade, caracterizada pela sua inelasticidade ao preço (Benini *et al*, 2002; Hadsell *et al*, 2004), destaca-se como o determinante mais proeminente no complexo processo de formação dos preços dos mercados de electricidade, assumindo assim uma considerável influência na volatilidade que estes apresentam, tal como Quiles & Gil (2010) demonstram, a volatilidade dos preços de electricidade varia exponencialmente com as oscilações da procura.

A aleatoriedade e imprevisibilidade de tais oscilações associadas à quase impossibilidade prática de armazenamento de energia (ainda em pequena escala em centrais hidroeléctricas com bombagem), à intermitência da geração renovável que se encontra sujeita às condições climáticas e eventuais restrições ou congestionamentos na rede de transporte, fomentam largamente a volatilidade patente nos preços registados nos

---

<sup>1</sup> “Medida de dispersão ou flutuação dos preços observados ao longo de um período temporal, ex. a nível horário, diário, semanal, anual” (Benini *et al*, 2002, pp. 1354).

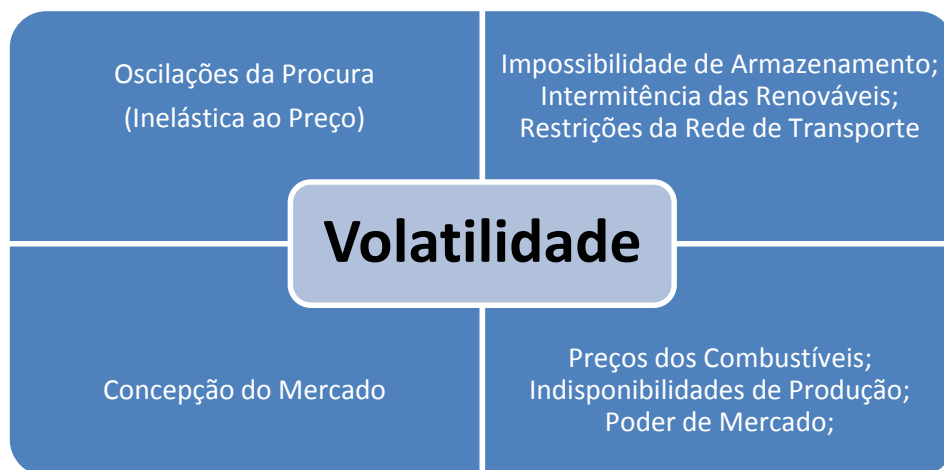
mercados de electricidade (Alvarado & Rajaraman, 2000; Benini *et al*, 2002; Frömmel *et al*, 2014; Hadsell *et al*, 2004; Nakamura *et al*, 2006; Quiles & Gil, 2010).

Também do lado da oferta surgem forças que exercem uma influência no sentido do incremento da volatilidade dos preços dos mercados de electricidade. As oscilações dos preços dos combustíveis, fortemente ligadas a variações cambiais, têm um peso considerável na formação dos preços da electricidade e consequentemente na sua volatilidade (Benini *et al*, 2002; Hadsell *et al*, 2004).

De igual modo, indisponibilidades e interrupções involuntárias na produção por parte de determinadas centrais poderão repercutir oscilações nos preços da energia, fomentando assim a sua volatilidade (Benini *et al*, 2002; Quiles & Gil, 2010).

Por outro lado, poderão também ocorrer influências voluntárias no sentido do agravamento da volatilidade, em função de estratégias de agentes de mercado que eventualmente gozem de poder de mercado, tal como Robinson & Baniak (2002) demonstraram para o mercado de electricidade de Inglaterra e País de Gales, para o período compreendido entre 1990 e 1996.

Ainda de um ponto de vista neutral, a própria concepção do mercado poderá ser um factor indutor de volatilidade tal como Zareipour *et al* (2007) argumentam para o caso do mercado grossista de Ontario, Canadá.



**Figura 10: Origens da Volatilidade em Mercados de Electricidade**

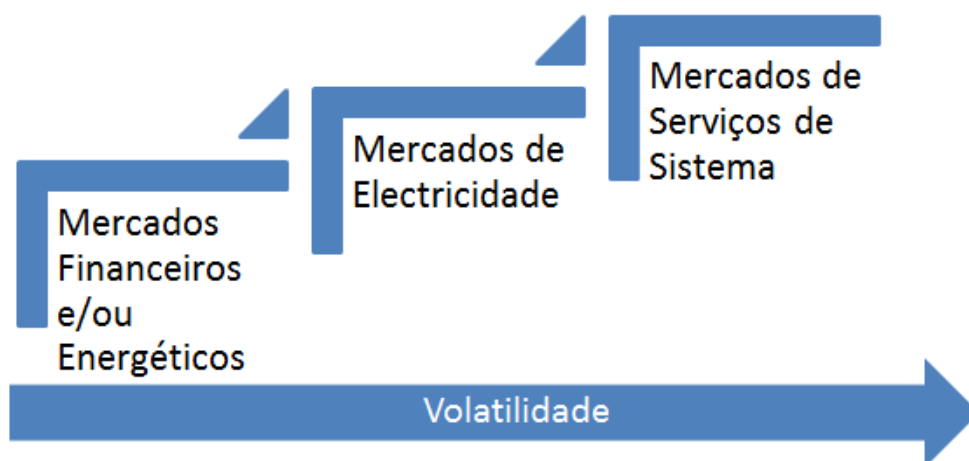
Fonte: Elaboração Própria.



Apesar de o caminho a percorrer até ao equilíbrio contínuo entre produção e consumo ser acidentado, este objectivo não pode ser colocado de lado. Para poder ser atingido, a provisão de serviços de sistema reveste-se de extrema importância, sendo que para a sua contratação segundo um mercado *spot*, os preços de tais serviços não escapam ao fenómeno da volatilidade.

Com base na análise (horária, diária e semanal) que incidiu sobre os mercados de Ontário, Nova Iorque e ERCOT (Texas), Wang *et al* (2011) referem que os preços dos serviços de sistema apresentam uma maior volatilidade e uma maior e desfasada ocorrência de picos face aos preços da electricidade contratada para fins comerciais em mercados *spot*.

Tendo em conta uma outra análise sobre o mercado de serviços de sistema da Califórnia, Siddiqui *et al* (2000) concluíram que os seus preços médios semanais apresentavam claramente uma volatilidade superior face aos preços da electricidade contratada para fins comerciais nos mercados *spot*, e que esta em boa parte é explicada pelo exercício do poder de mercado dos seus agentes de mercado.



**Figura 11: Ordenação crescente dos Mercados segundo o seu grau de Volatilidade.**

Fonte: Elaboração Própria.

É assim de esperar uma maior imprevisibilidade no processo de formação dos preços destes serviços, que é igualmente influenciado pelas oscilações da procura e consequentemente da própria capacidade do sistema eléctrico em dar resposta a tais

variações (Wang *et al*, 2011), bem como pelos demais factores indutores de volatilidade anteriormente enunciados.

Ao longo da presente secção foram abordados os aspectos económicos dos serviços de sistema, tendo sido inicialmente estabelecido um levantamento relativamente à estrutura de custos da sua provisão. Tal foi importante, na medida em que permitiu estabelecer uma base no sentido de uma melhor compreensão do desenrolar dos processos de contratação e remuneração da provisão de serviços de sistema.

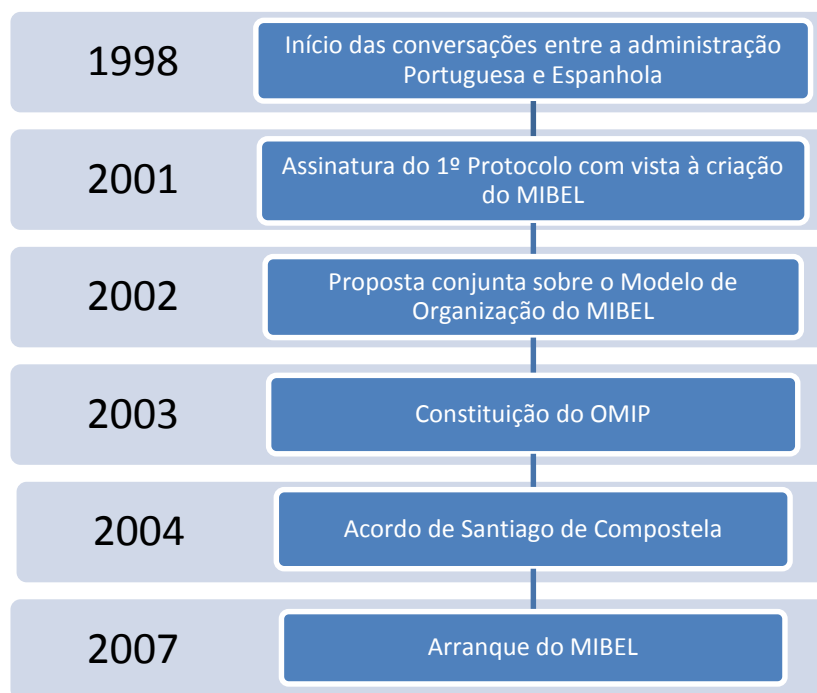
Tendo presente que não existe um método de contratação e remuneração que seja dotado de uma plena perfeição, procurou-se abordar a envolvente dos mercados organizados com vista à contratação da provisão de serviços de sistema, acabando-se por dar especial atenção a uma das suas principais limitações e um dos objectos de análise da presente dissertação – a volatilidade dos preços dos mercados de serviços de sistema.

### 3. Mercado Ibérico de Electricidade

#### 3.1. Dos Acordos à Realidade

Um pouco à semelhança do que foi o processo europeu de liberalização do sector eléctrico, a constituição do MIBEL desenvolveu-se de uma forma gradual.

Integrado num lote de experiências de integração de mercados europeus de electricidade com vista à criação do Mercado Interno de Electricidade, o MIBEL começou a ser ambicionado em 1998, quando tiveram início as conversações entre a administração portuguesa e espanhola no sentido da integração dos respectivos sistemas eléctricos e consequente criação de um mercado comum de electricidade.



**Figura 12: Cronologia dos Principais Eventos que conduziram à concretização do MIBEL**

Fonte: Elaboração Própria.

Contudo, é apenas em 2001 que o primeiro grande passo no sentido da constituição do MIBEL é consumado com a assinatura do *Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade*.

Este Protocolo ilustrava sobretudo o entendimento entre as partes interessadas relativamente ao reforço e desenvolvimento de novas interligações entre ambos os países, bem como à harmonização regulatória entre si, apontando inicialmente à entrada em funcionamento do mercado comum em 01 de Janeiro de 2003.

Em conformidade com o que tivera sido acordado entre ambas as partes, é proposto pelas entidades reguladoras dos dois países (ERSE e CNE) em 2002, um *Modelo de Organização do MIBEL*. De acordo com tal proposta, a contratação de energia iria então processar-se segundo uma lógica livre de negociação bilateral entre os intervenientes do MIBEL ou em mercados organizados (diário e a prazo) geridos pelo Operador de Mercado Ibérico, sendo ambas as modalidades complementadas por um mercado intradiário, no sentido de os intervenientes procederem a eventuais ajustes das suas posições contratuais (CNE & ERSE, 2002).

Por outro lado, ficou inicialmente estabelecido que a gestão dos sistemas continuaria a proceder-se em separado, não ficando no entanto, fechada a porta à unificação dos processos de gestão dos sistemas, na medida em que ficou vincada a necessidade de harmonização entre ambos os países quanto aos procedimentos de contratação e remuneração dos serviços de sistema, nomeadamente dos serviços de reserva secundária e de reserva de regulação, cujo fornecimento deveria estar sujeito a mecanismos de mercado (CNE & ERSE, 2002).

Não tendo sido concretizada a entrada em funcionamento do MIBEL na data prevista, 2003 foi o ano em que foram aprovados os estatutos e o modelo de organização e funcionamento do pólo português do Operador de Mercado Ibérico (OMIP), sendo então da sua competência a gestão dos mercados a prazo, enquanto a gestão do mercado diário e intradiário estaria a cargo do pólo espanhol (OMIE), que por sua vez já operava exclusivamente para o mercado espanhol desde 1998, estando assim constituído um operador de mercado único, com carácter bipolar interligado (Ministério da Economia, 2003).

Para além deste importante passo com vista à concretização do MIBEL, foram de igual modo consagradas na legislação portuguesa (Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto), as regras gerais aplicáveis à comercialização de electricidade no SEN segundo mercados organizados ou mercados de contratação bilateral, bem como a extinção dos

CAE estabelecidos entre a entidade concessionária da RNT e as entidades titulares de produção vinculada de energia eléctrica.

Um pouco mais tarde do que era inicialmente previsto para o arranque do mercado ibérico, é em 2004 estabelecido o denominado *Acordo de Santiago de Compostela* que vem então criar as bases para a constituição e desenvolvimento do MIBEL em função do que até então tinha sido modelado entre ambas as partes interessadas, sendo que tal entendimento é consagrado na legislação portuguesa apenas em 2006 (*Resolução da Assembleia da República, n.º 23/2006*).

Após sucessivos adiamentos e uma vez estabelecido em Março de 2007 o *Plano de Compatibilização entre Portugal e Espanha no Sector Energético*, o MIBEL arranca definitivamente em Julho de 2007, com a cessação antecipada dos CAE que veio permitir a concorrência no segmento da Produção de electricidade à dimensão ibérica (Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho).



### 3.2. Os Sistemas Electroprodutores Ibéricos

Apesar dos esforços desenvolvidos no sentido da harmonização regulatória entre as duas partes com vista à constituição de um mercado comum de electricidade, existe entre si um conjunto de diferenças intrínsecas aos seus sistemas electroprodutores.

Desde logo salta à vista a própria dimensão dos mercados, em que o mercado espanhol é claramente superior ao português, tanto em capacidade instalada (Tabela 5), como em produção e consumo de electricidade (Tabela 6).

É igualmente de enaltecer o facto de o sistema electroprodutor espanhol dispor de capacidade instalada de tecnologia nuclear, o que não se verifica no sistema electroprodutor nacional.

	2007				2014			
	Portugal		Espanha		Portugal		Espanha	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
<b>PRO</b>	<b>10398</b>	<b>74,6%</b>	<b>62386</b>	<b>73,0%</b>	<b>10855</b>	<b>60,9%</b>	<b>62497</b>	<b>61,1%</b>
Hidro	4578	32,8%	17506	20,5%	5270	29,6%	17791	17,4%
Térmica	5820	41,7%	44880	52,5%	5585	31,3%	44706	43,7%
<b>PRE</b>	<b>3547</b>	<b>25,4%</b>	<b>23115</b>	<b>27,0%</b>	<b>6979</b>	<b>39,1%</b>	<b>39765</b>	<b>38,9%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>13945</b>	<b>100%</b>	<b>85501</b>	<b>100%</b>	<b>17834</b>	<b>100%</b>	<b>102262</b>	<b>100%</b>

**Tabela 5: Capacidade Instalada nos Sistemas Eléctricos Português e Espanhol (MW).**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

	2013		2014	
	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
<b>Produção</b>	<b>47832</b>	<b>266600</b>	<b>48999</b>	<b>260125</b>
<b>Saldo Importador</b>	<b>2776</b>	<b>(6732)</b>	<b>902</b>	<b>(3406)</b>
<b>Bombagem</b>	<b>(1458)</b>	<b>(5958)</b>	<b>(1079)</b>	<b>(5330)</b>
<b>Consumo Líquido</b>	<b>49150</b>	<b>253910</b>	<b>48822</b>	<b>251389</b>

Tabela 6: Produção e Consumo de Electricidade - Portugal e Espanha (GWh).

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

Contudo, uma das maiores diferenças reside precisamente no enquadramento regulatório, mais concretamente no que diz respeito ao tratamento comercial da PRE.

Em Portugal está estabelecido que o CUR tem a obrigação de adquirir toda a energia produzida segundo este regime, pelo que tal acabará por não ser transaccionada em mercado, enquanto no caso espanhol, a partir de 2009 e independentemente da aplicação de tarifas reguladas ou não, toda a energia produzida segundo este regime é transaccionada em mercado (Conselho de Reguladores do MIBEL, 2012).

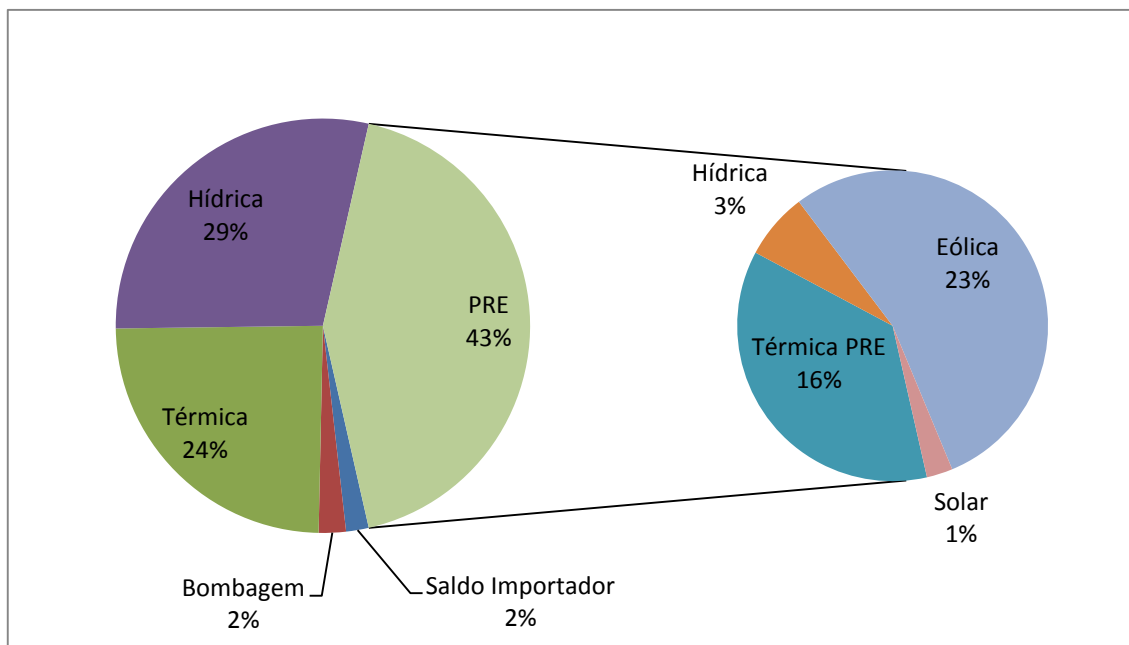
Tendo por base o ano de arranque do MIBEL verificou-se para ambos os sistemas electroprodutores um aumento da capacidade instalada – cerca de 28% em Portugal e 20% em Espanha – sobretudo por força da PRE, cuja capacidade acaba a representar em 2014, mais de um terço da capacidade instalada em ambos os sistemas electroprodutores, assumindo-se por sua vez como uma componente preponderante do *mix* de geração ibérico.

De igual modo, e apesar do registo de uma tendência de crescimento negativo do consumo de electricidade, tanto em Portugal como em Espanha, a preponderância da PRE no *mix* de geração ibérico está bem vincada nas parcelas do consumo de electricidade que acaba a satisfazer em ambos os países (Figuras 4 e 5).

No ano de 2014, a PRE foi capaz de satisfazer 43% do consumo de electricidade em Portugal e 38% em Espanha. Entre as fontes de geração de electricidade abrangidas

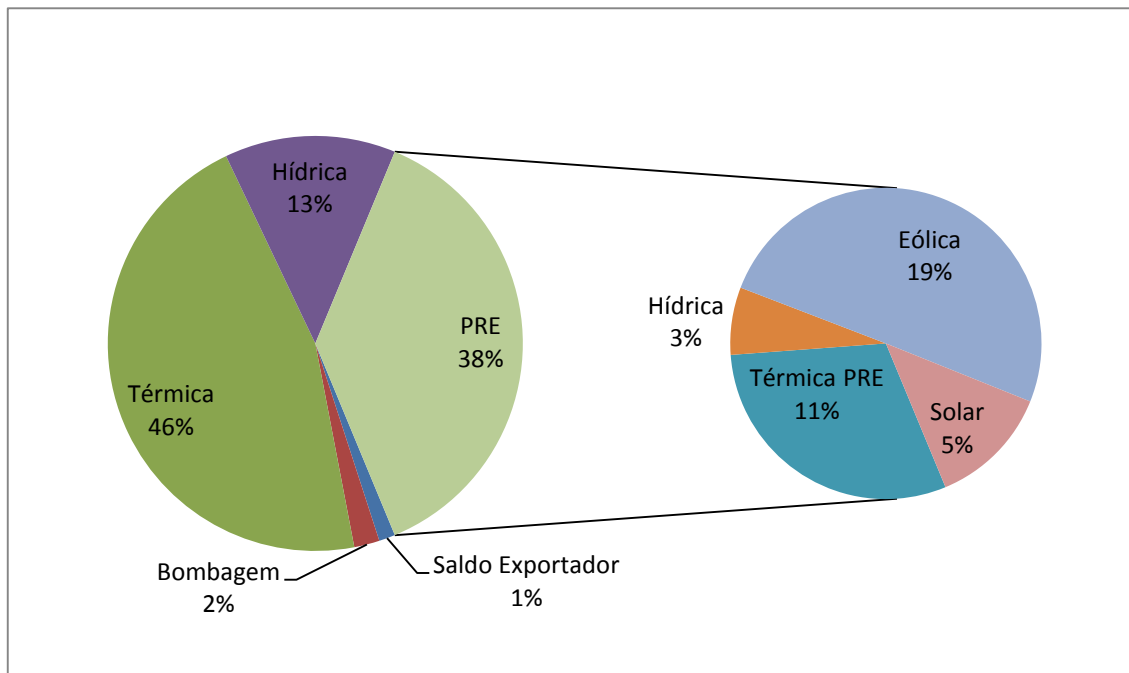


por este regime de produção, o grande destaque vai para a geração eólica, cujo peso é já bastante significativo na satisfação do consumo de electricidade na Península Ibérica – 23% em Portugal e 19% em Espanha.



**Gráfico 1: Satisfação do Consumo de Electricidade por Fonte de Geração - Portugal (2014)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.



**Gráfico 2: Satisfação do Consumo de Electricidade por Fonte de Geração - Espanha (2014)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

Não é assim por acaso que os sistemas eléctricos portugueses (4829 MW) e espanhol (22970 MW) ocupavam respectivamente em meados de 2014, a 11<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> posição no ranking mundial relativo à capacidade instalada eólica (WWEA, 2014).

Perante tal evidência parece legítimo afirmar que ambos os sistemas eléctricos ibéricos estão sujeitos a uma considerável penetração da energia do vento e apesar dos seus benefícios inerentes à produção de electricidade, nomeadamente do ponto de vista ambiental, pelo facto de tal constituir uma fonte de energia limpa, há igualmente que tomar em consideração as suas limitações, principalmente no que diz respeito à sua intermitência de produção e aos custos e dificuldades que tal possa vir a implicar na gestão do sistema eléctrico.

Assim sendo, os impactos que derivam da intermitência da geração eólica e que se repercutem na gestão do sistema eléctrico dependem essencialmente do nível de penetração de tal geração e do grau de flexibilidade do sistema em adaptar-se à sua intermitência (Albadi & El-Saadany, 2010).

A intermitência da geração eólica poderá conduzir não só a níveis sub-óptimos da geração dita convencional e condicionar a sua eficiência, como pode de igual modo vir a exigir uma revisão em alta das necessidades de reservas do sistema electroprodutor, sendo que por norma, quanto maior o nível de penetração da geração eólica num sistema, maiores tenderão a ser os custos a incorrer no sentido de corrigir a sua intermitência (Albadi & El-Saadany, 2010).

No entanto, tal limitação poderá ser relativamente colmatada de uma forma um pouco mais eficiente, caso o sistema eléctrico seja dotado de uma considerável capacidade instalada hidroeléctrica, que permita uma capacidade de resposta à intermitência da geração eólica mais flexível em relação ao recurso à capacidade termoeléctrica (Albadi & El-Saadany, 2010).

Por outro lado, o factor de capacidade dos parques eólicos também afecta o nível dos custos da integração da energia eólica, sendo que salvo excepção, os parques eólicos que apresentam factores de capacidade superiores tendem a apresentar menores custos no combate à intermitência da sua geração, estando igualmente implícito nesta lógica de que o nível de tais custos variará consoante o nível de energia produzida e não com os preços dos serviços de sistema (Katzenstein & Apt, 2012).

Neste sentido, fica aqui estabelecida uma motivação pertinente para a abordagem que foi proposta a levar a cabo. Perante dois sistemas eléctricos que se encontram sujeitos a uma considerável penetração da energia eólica, cuja uma das suas principais características é a intermitência da sua produção, emerge uma motivação para se proceder a uma análise sobre os seus mercados de serviços de sistema, nomeadamente em relação à volatilidade dos preços que aí se registam quanto aos serviços de reserva secundária e reserva de regulação.

Em seguida, será estabelecida uma breve descrição do funcionamento dos mercados ibéricos com vista à contratação dos serviços de sistema de reserva secundária e reserva de regulação.



### **3.3. Contratação de Serviços de Sistema no MIBEL**

Tal como já foi previamente mencionado, cabe ao gestor do sistema a definição das necessidades e consequente contratação dos serviços de sistema, no sentido de se proceder à manutenção da integridade do sistema eléctrico. Nos sistemas eléctricos português e espanhol, tal responsabilidade recai sobre a REN e a REE, respectivamente.

No que diz respeito à sua contratação, é estabelecida no sistema eléctrico português uma diferenciação entre os serviços de sistema, sendo estes considerados obrigatórios ou complementares.

Serviços de sistema como a regulação primária ou o controlo de tensão são considerados serviços de sistema obrigatórios e não são passíveis de qualquer remuneração, enquanto serviços de sistema como a reserva secundária ou a reserva de regulação, entre outros, são considerados serviços de sistema complementares, sendo passíveis de remuneração. Para efeitos da sua contratação foram estabelecidos mecanismos transparentes e não discriminatórios que promovem a eficiência económica e que assentam, respectivamente, num mercado de banda de regulação secundária e num mercado de reserva de regulação (ERSE, 2014a).

No que diz respeito ao sistema eléctrico espanhol, os serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação são de igual modo considerados complementares e como tal são passíveis de remuneração, sendo que foram igualmente estabelecidos mecanismos de mercado com vista à sua contratação (Ministerio de Industria, Energia y Turismo, 2014; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009). Neste sentido, poder-se-á afirmar que existe uma determinada harmonização entre os dois sistemas eléctricos, pelo menos no que concerne à envolvente dos serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação.

Sendo estabelecidas as necessidades do serviço de reserva secundária pelos gestores de sistema, os agentes que estejam habilitados para fornecer tal serviço podem então apresentar, para cada um dos períodos de programação do dia seguinte, as suas ofertas de banda de regulação secundária (MW), discriminada por sentido de regulação, a subir e a baixar, e o respectivo preço unitário (€/MW), que poderá ser limitado a um valor máximo estipulado pelas entidades competentes para tal (ERSE, 2014; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009).

Estando apuradas as ofertas dos agentes de mercado relativas à banda de regulação secundária, a sua contratação será processada no sentido de serem seleccionadas as ofertas que entre um dado conjunto de critérios, venham a representar um menor encargo de custos para o sistema, sendo que todas as ofertas que sejam assignadas serão valorizadas a um preço uniforme que resultará do preço estabelecido na última oferta aceite para o período de programação correspondente (ERSE, 2014; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009).

Relativamente à energia que virá a ser efectivamente mobilizada no âmbito do serviço de reserva secundária, esta será valorizada uniformemente segundo o preço da última oferta de reserva de regulação mobilizada no mesmo período de programação, segundo o respectivo sentido de regulação, sendo que na ausência de um preço de reserva de regulação, considerar-se-á o preço devido à reserva de regulação que seria necessário mobilizar (ERSE, 2014; Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009).

No que concerne à reserva de regulação, as suas necessidades são estipuladas pelos gestores de sistema no sentido de servirem de complemento aos serviços de sistema de regulação primária e reserva secundária. Após a sua definição, os agentes de mercado habilitados para fornecer tal serviço estão obrigados a apresentar, para cada período de programação, as suas ofertas de reserva de regulação (MW), a subir e/ou a baixar, bem como o preço da energia correspondente que virá a ser potencialmente mobilizada (€/MWh) (ERSE, 2014; Ministerio de Industria, Energia y Turismo, 2014).

Apuradas as ofertas dos agentes de mercado relativas à reserva de regulação, a sua contratação será processada de modo a que os seus custos sejam minimizados. As ofertas assignadas são remuneradas de uma forma uniforme segundo o preço da última oferta a ser mobilizada total ou parcialmente, e segundo cada sentido de regulação, para o período de programação correspondente, sendo que o preço da reserva de regulação a baixar assume um carácter de preço de recompra da energia não produzida equivalente (ERSE, 2014; Ministerio de Industria, Energia y Turismo, 2014).

Ainda no domínio da reserva de regulação, está prevista a troca de serviços de sistema entre os operadores das redes de transporte, REN e REE, tendo em vista a optimização da utilização dos recursos disponíveis e a redução da energia de reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas eléctricos, sendo que apesar das devidas adaptações, todo o processo de mobilização e valorização das ofertas de reserva de

regulação é conduzido de forma semelhante à sua contratação em cada sistema eléctrico (ERSE, 2014).

Deste ponto podemos aferir que relativamente aos sistemas eléctricos que compõem o MIBEL e no que concerne à reserva secundária, os agentes que vêm as suas ofertas de banda de regulação secundária (MW) serem assignadas, são remunerados em termos de capacidade disponibilizada (€/MW) a um preço uniforme, bem como em termos de energia mobilizada (€/MWh), cujo preço é de igual modo estabelecido uniformemente.

Relativamente à reserva de regulação, os agentes de mercado que virem as suas ofertas de reserva de regulação serem assignadas, serão remunerados segundo um preço uniforme e exclusivamente em função da energia que seja mobilizada (€/MWh). Tal preço acabará por sua vez a servir de referência para a remuneração da componente de energia mobilizada segundo o serviço de sistema de reserva secundária.





## 4. Objectivo, Hipóteses da Investigação e Dados

### 4.1. Enquadramento Conceptual

Os processos de reestruturação da indústria da electricidade que assentaram na sua *desverticalização* e consequente abertura à concorrência das actividades de Produção e Comercialização, estabeleceram uma diferenciação de responsabilidades entre os diversos agentes do mercado, vindo assim realçar a importância da provisão de serviços de sistema no sentido da manutenção da integridade de um sistema eléctrico *desverticalizado*.

Assim, paralelamente ao estabelecimento de mercados de contratação de electricidade para fins comerciais, surgiu a necessidade da implementação de mecanismos que tivessem em vista a contratação de serviços de sistema, o que por norma se encontra a cargo do gestor de sistema.

Entre os vários métodos de contratação de serviços de sistema, um dos mais recorrentes é a organização de mercados *spot*, à semelhança do que acontece com a contratação de electricidade para fins comerciais, em função das virtudes deste método quanto à sua transparência e eficiência no processo de contratação.

Contudo, tal forma de contratação de serviços de sistema não é totalmente perfeita, assim como todas as outras que de igual modo apresentam tanto vantagens comparativas como aspectos menos positivos.

Um de tais aspectos menos positivos associados aos mercados de electricidade, e sobretudo nos mercados de serviços de sistema, reside na volatilidade dos preços, que veio de certo modo constituir um novo factor de incerteza e de risco para os agentes que operam em tais mercados.

No mesmo sentido em que não é desejável um clima de incerteza, espera-se que a contratação dos serviços de sistema ocorra da forma mais eficiente possível, tanto do ponto de vista social, como no que diz respeito ao nível de encargos que tal virá a representar para o sistema, sem no entanto se descuidar a eficácia quanto à manutenção da integridade do sistema eléctrico.

Assim, a presente investigação terá por objectivo estabelecer uma análise quanto à volatilidade e à eficiência dos mercados de serviços de sistema, para os sistemas

eléctricos português e espanhol, relativamente aos serviços de sistema de reserva secundária e reserva de regulação.

## **4.2. Hipóteses quanto à Volatilidade nos Mercados de Serviços de Sistema**

Não apenas um conjunto de características intrínsecas à indústria da electricidade, mas também a própria concepção e natureza dos mercados de electricidade constituem um factor indutor da volatilidade que aí se pode evidenciar.

Sendo um factor de incerteza e de risco para os agentes de qualquer mercado, a literatura económica sugere que se tende a observar uma volatilidade consideravelmente superior nos mercados de electricidade face a outros mercados energéticos e/ou financeiros, sendo que no caso dos mercados de serviços de sistema a volatilidade tende a assumir proporções ainda mais elevadas.

No seguimento deste argumento presente na literatura existente, eis a primeira hipótese a ser colocada à prova no âmbito da presente investigação:

***Hipótese VI: Serão os mercados portugueses e/ou espanhol de serviços de sistema (reserva secundária e de reserva de regulação) mais voláteis do que o mercado diário ibérico de electricidade?***

Constituindo uma das experiências regionais europeias de integração de mercados de electricidade, o MIBEL deriva do acoplamento dos dois sistemas eléctricos ibéricos e que entre os quais subsistem determinadas diferenças entre variados aspectos.

Tais diferenças entre si não se resumem exclusivamente à dimensão dos mercados, tanto no que concerne à capacidade instalada como aos níveis de consumo de electricidade registados em ambos os sistemas eléctricos.

De igual modo, também no que diz respeito às questões de concentração de mercado e de existência de um potencial exercício de poder de mercado no segmento de Produção, verificam-se duas realidades distintas entre os sistemas eléctricos ibéricos.

De acordo com a investigação que procurou inferir sobre o cenário concorrencial no segmento de Produção do MIBEL (2007-2014), tomando em consideração a concentração de mercado, assim como as potencialidades de exercício de poder de mercado por parte dos seus agentes, França & Andrade (2015) concluíram que o segmento de Produção português revela níveis preocupantes de concentração de mercado e de um eventual exercício de poder de mercado da parte do agente dominante, enquanto

no caso espanhol a situação já se encontra mais normalizada e relativamente próxima de um cenário minimamente competitivo. Considerando os dois segmentos produtivos como um só, numa perspectiva de acoplamento de mercados, o cenário de concentração de mercado e de um potencial exercício de poder de mercado seria muito semelhante ao evidenciado no caso espanhol quando considerado isoladamente, estando assim muito próximo de ser um cenário competitivo e com total ausência de um eventual exercício de poder de mercado, apesar da tendência evidenciada no final do período, sobre o qual recaiu a análise, de um potencial agravamento dos níveis de concentração do mercado.

Neste sentido, tendo presente que se registam níveis de concentração de mercado diferenciados entre os dois sistemas eléctricos que compõe o MIBEL, bem como no que diz respeito a um potencial exercício de poder de mercado, e estando patente na literatura existente que tal poderá constituir um factor indutor de volatilidade, eis a segunda hipótese a ser colocada à prova no âmbito da presente investigação:

***Hipótese V2: Serão os mercados de serviços de sistema (reserva secundária e de reserva de regulação) de Portugal mais voláteis comparativamente aos de Espanha?***

### 4.3. Hipóteses quanto à Eficiência dos Mercados de Serviços de Sistema

A eficiência deverá constituir um pilar no que à contratação de serviços de sistema diz respeito, tanto do ponto de vista social, como nos custos que acabará a representar para o sistema.

A opção pela contratação de serviços de sistema segundo mercados *spot* tem por norma como justificação as vantagens comparativas deste método, no que concerne à transparência e eficiência que incute no processo de contratação.

Contudo, tal eficiência poderá estar eventualmente comprometida, nomeadamente perante a ameaça de exercício de poder de mercado, sendo então potencialmente desejável que a provisão de serviços de sistema seja remunerada segundo um modelo de preço regulado e não segundo preços estabelecidos em função de mecanismos de mercado, tanto seja segundo um preço uniforme ou um preço estabelecido pela própria oferta (PAB).

Por outro lado, seria de igual modo necessário tomar em consideração as desvantagens de ser aplicado um preço regulado à remuneração da provisão de serviços de sistema, mais concretamente no que concerne à potencial incapacidade para tal vir a reflectir de uma forma perfeita todos os custos que são incorridos na própria provisão de tais serviços de sistema.

No entanto, dado não prevalecer um consenso, quer na literatura, como na realidade dos mercados de serviços de sistema, quanto ao melhor modelo de contratação e/ou remuneração da sua provisão seria interessante inferir quanto à aplicação de um mecanismo de remuneração segundo um preço regulado.

Precisamente nesse sentido, e dado o cenário concorrencial evidenciado nos mercados ibéricos por França & Andrade (2015), é que surge a terceira e última hipótese a ser colocada à prova no âmbito da presente investigação:

***Hipótese E1: Será que um modelo de remuneração da componente de energia mobilizada dos serviços de sistema (reserva secundária e reserva de regulação) de acordo com um preço regulado permitirá uma redução do custo global do sistema?***



#### **4.4. Planeamento da Informação e Dados**

Tendo em vista a avaliação empírica que se procurará levar a cabo no sentido de se inferir quanto à volatilidade e eficiência dos mercados de serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação, nos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha, surgiu a necessidade de se proceder à recolha de uma determinada série de dados alusivos a tais mercados, assim como do mercado diário ibérico e que serão em seguida enumerados.

##### **4.4.1. Mercado Diário Ibérico**

No que diz respeito ao mercado diário ibérico, foram recolhidos dados relativos quer aos preços (€/MWh), como às quantidades (MWh) de electricidade que aí foi transaccionada numa base horária, nos anos de 2013 e 2014.

Relativamente aos preços da electricidade, importa mencionar que não se verificou para a totalidade das horas do período em análise um preço comum entre os dois sistemas electroprodutores, sendo que tal resulta do mecanismo de *market split* que é accionado quando se verificam congestionamentos ao nível da capacidade de interligação entre os dois sistemas.

Neste sentido, a Figura 13 é ilustrativa de um exemplo da ocorrência de diferenciais de preços entre os sistemas eléctricos português e espanhol. No dia 30 de Dezembro de 2014, registaram-se ao longo de 6 horas preços distintos entre os dois sistemas ibéricos. Entre as horas 4 e 7, o sistema eléctrico espanhol registou um preço significativamente inferior ao registado em Portugal, enquanto mais tarde, nas horas 9 e 10, foi já o sistema português que registou um preço ligeiramente inferior ao que foi registado em Espanha nessas mesmas horas.

Contudo, as ocasiões em que se detecta a ocorrência de um diferencial de preços entre os sistemas eléctricos ibéricos são cada vez menos frequentes, tal como podemos constatar de acordo com o Gráfico 3, a evolução do número de horas em que ocorreu um diferencial de preços entre Portugal e Espanha.

Assim, foi registado no ano de arranque do MIBEL um diferencial de preços em cerca de 80% das horas, verificando-se desde então uma tendência de decréscimo da

ocorrência de tal fenómeno, sendo que em 2014, tal situação ocorreu apenas em cerca de 5% das horas.

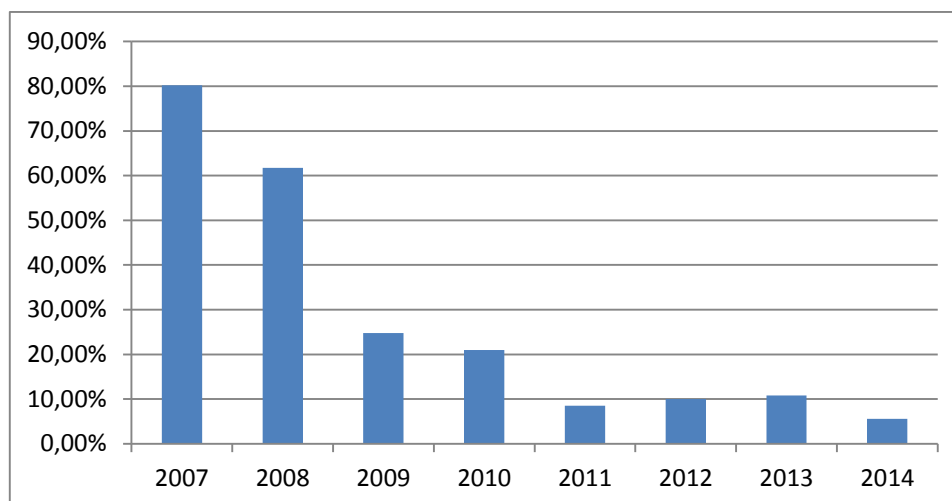
HORA	Diário	
	PT	ES
1	25,13	25,13
2	18,21	18,21
3	13,23	13,23
4	20,97	13,82
5	28,21	10,23
6	28,29	14,51
7	28,27	19,93
8	33,50	33,50
9	43,69	45,69
10	48,10	50,30
11	51,30	51,30
12	51,00	51,00
13	50,84	50,84
14	51,00	51,00
15	50,75	50,75
16	50,20	50,20
17	50,50	50,50
18	54,15	54,15
19	58,15	58,15
20	59,51	59,51
21	58,15	58,15
22	56,87	56,87
23	56,63	56,63
24	50,03	50,03

Unidades: €/MWh

**Figura 13: Preços do Mercado Diário Ibérico de Electricidade - Portugal e Espanha - 30/12/2014**

Fonte: REN.





**Gráfico 3: Evolução do N.º de Horas de *Market Split* entre Portugal e Espanha (2007-2014)**

Fonte: REN; Cálculos do Autor.

Por outro lado, é igualmente possível constatar uma inversão de tendência relativamente aos preços médios de electricidade registados em cada sistema eléctrico. Em função das diferenças registadas nas horas de *market split* e de acordo com a Tabela 7, podemos constatar que foi Espanha a apresentar o preço médio mais baixo em 2011 e 2012. A partir de 2013 passou a ser Portugal a evidenciar o preço médio mais baixo.

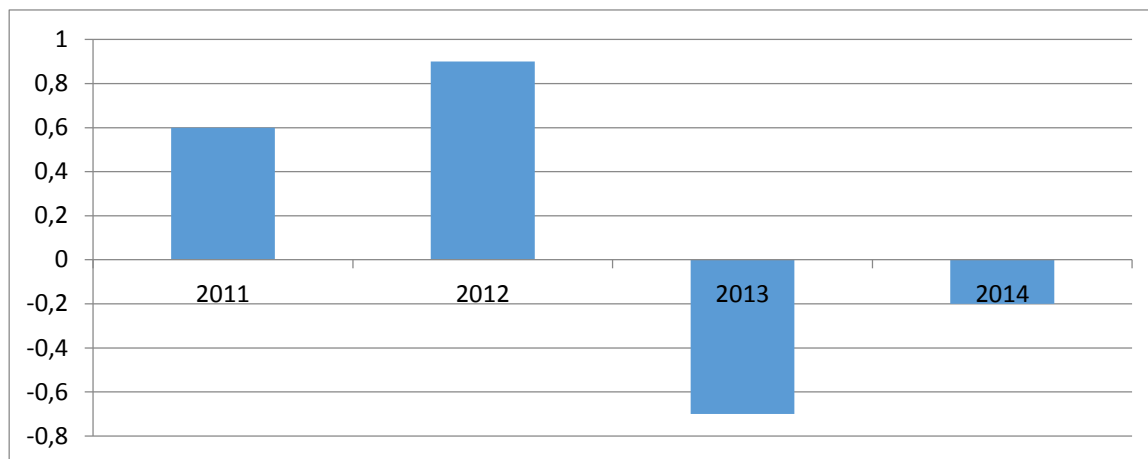
	2011	2012	2013	2014
<b>Portugal</b>	50.5	48.1	43.6	41.9
<b>Espanha</b>	49.9	47.2	44.3	42.1

**Tabela 7: Preços Médios de Electricidade entre Portugal e Espanha - 2011/2014**

(Mercado Diário - €/MWh)

Fonte: REN.

Para além de demonstrar tal evidência relativamente à diferença de preços médios registada entre os sistemas eléctrico português e espanhol, no período compreendido entre 2011 e 2014, o Gráfico 4 permite de igual modo estabelecer uma quantificação comparativa entre a diferença de preços entre o sistema eléctrico português e espanhol.



**Gráfico 4: Diferença de Preços Médios de Electricidade entre Portugal e Espanha -2011/2014**  
(Mercado Diário - €/MWh)

Fonte: REN; Cálculos do Autor.

Vindo servir de complemento à informação que até aqui foi apresentada, a Tabela 8 contempla os rácios das diferenças de preços entre os sistemas eléctricos ibéricos para as horas em que o mecanismo de *market split* foi accionado.

De acordo com tal informação, é possível verificar que a partir de 2013 há igualmente uma inversão de tendência, sendo que desde então, acaba por ser Espanha que, para a maioria das horas em que se regista um diferencial de preços entre os dois sistemas, apresenta o preço mais elevado.

	2011	2012	2013	2014
<b>PT &gt; ES</b>	79%	98%	32%	29%
<b>PT &lt; ES</b>	21%	2%	68%	71%

**Tabela 8: Rácios de Diferença de Preços nas Horas de Market Split - 2011/2014**

Fonte: REN; Cálculos do Autor.

A Tabela 9 vem por fim, ao estabelecer as suas estatísticas descritivas, encerrar a discussão no que aos dados relativos aos preços de electricidade do mercado diário ibérico diz respeito.

Variável	Obs.	Média	D. P.	Min.	Máx.
Preço PT	17 520	42.75	19.58	0	112.00
Preço ES	17 520	43.20	19.75	0	113.92

**Tabela 9: Estatísticas Descritivas dos Preços de Electricidade no MIBEL (€/MWh)**

Fonte: REN; Cálculos do Autor.

A outra variável relativa ao mercado diário ibérico que foi tomada em consideração para se proceder à avaliação empírica proposta pela presente dissertação foi a energia (MWh) que aí foi transaccionada numa base horária.

Para se proceder a tal avaliação, foi então necessário recolher junto das bases de dados de cada gestor de sistema, REN e REE, para Portugal e Espanha, respectivamente, a informação relativa aos montantes de energia, que numa base horária, foi transaccionada nas suas áreas de administração ao longo dos anos de 2013 e 2014, no âmbito do mercado ibérico de electricidade.

A Tabela 10 estabelece um ponto final no presente ponto referente à informação que diz respeito ao mercado diário ibérico, sintetizando as estatísticas descritivas dos montantes de energia transaccionados em cada sistema eléctrico.

Variável	Obs.	Média	D. P.	Min.	Máx.
Energia PT	17 520	5 663.89	873.10	3 598.30	8 000.10
Energia ES	17 520	21 010.27	4 156.59	10 569.00	37 101.80

**Tabela 10: Estatísticas Descritivas da Energia Comercializada no MIBEL (MWh)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

#### 4.4.2. Mercados de Reserva Secundária

Virando as atenções para os mercados de reserva secundária, foram estabelecidas três séries de dados como objecto de análise para os anos de 2013 e 2014: preços, banda de reserva secundária e energia de reserva secundária.

Relativamente aos dados de preços horários dos mercados de reserva secundária, foram recolhidos os preços da banda de reserva secundária contratada (€/MW), assim

como os preços da energia de reserva secundária mobilizada (€/MWh), para as horas em que tal mobilização de energia de reserva secundária ocorreu, para cada sentido de regulação e para ambos os sistemas ibéricos, servindo a Tabela 11 para estabelecer uma síntese estatística de tal informação.

<b>Variável</b>	<b>Obs.</b>	<b>Média</b>	<b>D. P.</b>	<b>Min.</b>	<b>Máx.</b>
<b>Banda PT (€/MW)</b>	17 520	31.14	12.37	1.09	91.00
<b>Banda ES (€/MW)</b>	17 520	26.26	15.63	2.90	237.00
<b>Energia Subir PT (€/MWh)</b>	15 024	50.35	18.32	0.00	145.00
<b>Energia Subir ES (€/MWh)</b>	16 260	48.71	20.10	0.00	180.30
<b>Energia Baixar PT (€/MWh)</b>	5 901	30.93	17.72	0.00	95.20
<b>Energia Baixar ES (€/MWh)</b>	13 610	31.94	20.82	0.00	180.32

**Tabela 11: Estatísticas Descritivas dos Preços dos Mercados de Reserva Secundária.**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor

No que concerne à série de dados alusiva à banda de reserva secundária, foi recolhida informação relativamente às ofertas horárias de banda de reserva secundária, assim como aos montantes de banda de reserva secundária que acabou a ser assignada em cada sistema eléctrico.

A Figura 14 ilustra as ofertas de banda de reserva secundária que foram lançadas em mercado por parte dos agentes habilitados a prestar este serviço de sistema, para a hora 1 do dia 30 de Dezembro de 2014, permitindo observar a sua discriminação por sentido de regulação, a subir e a baixar, bem como o respectivo preço (€/MW).

HORA 1			
U.Física	Subir	Descer	Preço
BEMPOS4	77,0	38,5	22,83
VALEIRA	33,0	16,5	22,89
REGUA	23,0	11,5	22,91
POCINHO	23,0	11,5	22,93
VALEIRA	33,0	16,5	22,95
REGUA	23,0	11,5	22,97
POCINHO	23,0	11,5	22,99
RPG02	24,8	12,4	34,10
RPG01	24,8	12,4	34,20

Unidades: MW; €/MW

**Figura 14: Ofertas de Banda de Reserva Secundária - Hora 1, 30/12/2014**

Fonte: REN.

No que diz respeito às ofertas de banda de reserva secundária, apenas foi recolhida informação relativamente ao mercado de reserva secundária de Portugal, acabando por não se proceder à devida recolha de tal informação relativamente ao mercado espanhol, em virtude das dificuldades que se enfrentaram no sentido da sua obtenção.

Já no que concerne à informação correspondente aos montantes de banda de reserva secundária que acabou a ser efectivamente assignada, foi possível obtê-la, numa base horária e para a totalidade do período em análise, quer para o sistema eléctrico português, como para o sistema eléctrico espanhol.

Neste sentido, na Tabela 12 podemos observar uma síntese estatística da informação correspondente à banda de reserva secundária que foi assignada em Portugal e Espanha, ao longo dos anos de 2013 e 2014.

Variável	Obs.	Média	D. P.	Min.	Máx.
<b>Banda PT</b>	17 520	263	44	114	412
<b>Banda ES</b>	17 520	1 191	180	731	1 649

**Tabela 12: Estatísticas Descritivas da Banda Assignada de Reserva Secundária (MW)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

A última série de dados correspondentes aos mercados de reserva secundária que foi tomada em consideração prende-se com a energia que foi mobilizada no âmbito deste serviço de sistema.

Neste sentido, e para as horas em que a mobilização de energia de reserva secundária ocorreu, foi recolhida a informação correspondente de cada sistema eléctrico, para cada sentido de regulação, a subir ou a baixar, para os anos de 2013 e 2014 e cujas estatísticas descritivas se encontram patentes na Tabela 13.

<b>Variável</b>	<b>Obs.</b>	<b>Média</b>	<b>D. P.</b>	<b>Min.</b>	<b>Máx.</b>
<b>Energia Subir PT</b>	15 024	57.30	38.67	0.01	203.26
<b>Energia Subir ES</b>	16 260	217.15	233.59	0.00	1620.80
<b>Energia Baixar PT</b>	5 901	20.77	19.21	0.01	145.30
<b>Energia Baixar ES</b>	13 610	150.06	193.23	0.00	1459.80

**Tabela 13: Estatísticas Descritivas da Energia de Reserva Secundária (MWh)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

#### **4.4.3. Mercados de Reserva de Regulação**

Tomando agora por foco os mercados de reserva de regulação, tratou-se de recolher a informação relativa a três tipos de dados: preços, ofertas de energia de reserva de regulação e energia de reserva de regulação mobilizada.

No que concerne aos dados de preços horários dos mercados de reserva de regulação e para as horas do período em análise em que se registou uma mobilização de energia de reserva de regulação, foram recolhidos os preços de tal energia (€/MWh) mobilizada em ambos os sentidos de regulação e para cada sistema eléctrico, servindo a Tabela 14 para se estabelecer uma síntese estatística de tal informação.

Variável	Obs.	Média	D. P.	Min.	Máx.
<b>Energia Subir PT</b>	7199	61.09	29.20	0.00	255
<b>Energia Subir ES</b>	8958	56.83	16.72	0.00	140
<b>Energia Baixar PT</b>	12408	23.27	17.04	0.00	95
<b>Energia Baixar ES</b>	6544	17.24	18.01	0.00	98

**Tabela 14: Estatísticas Descritivas dos Preços dos Mercados de Reserva de Regulação (€/MWh)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.

Relativamente às ofertas de energia de reserva de regulação, apenas se procedeu à recolha de tal informação para o sistema eléctrico português, dadas as dificuldades que se enfrentaram na obtenção de tais dados para o sistema eléctrico espanhol, à semelhança do sucedido com as ofertas de banda de reserva secundária.

A Figura 15 vem demonstrar as ofertas de energia de reserva de regulação que foram lançadas em mercado por parte dos agentes habilitados a prestar tal serviço de sistema, para a hora 1 do dia 30 de Dezembro de 2014, permitindo observar a capacidade disponibilizada (MW) no sentido de se proceder à regulação da carga, seja a subir ou a baixar, assim como o respectivo preço (€/MWh).

Por último, foi tomada em consideração a informação relativa à energia de reserva de regulação que foi mobilizada no âmbito deste serviço de sistema. Assim, procedeu-se à recolha dos dados relativos aos montantes de energia de reserva de regulação que foi efectivamente mobilizada, em cada sentido de regulação e para ambos os sistemas eléctricos ibéricos, ao longo dos anos de 2013 e 2014.

A Tabela 15 vem por fim, colocar um ponto final na presente secção, sintetizando as estatísticas descritivas dos dados referentes aos montantes de energia de reserva de regulação mobilizada em cada sistema eléctrico ibérico, ao longo do período em análise.

HORA 1					
Subir			Descer		
Área Bal.	MW	Preço	Área Bal.	MW	Preço
ACAVADB	90,0	29,70	ACAVADB	95,0	20,00
ACAVADO	29,0	29,70	ACAVADO	1,0	20,00
ADOURO	38,5	29,70	ADOURO	115,0	20,00
ADOUROB	70,0	29,70	ADOUROB	2,0	20,00
AGUADIB	230,0	29,70	AGUADIB	230,0	20,00
AMONDEB	90,0	29,70	ASINES	160,0	20,00
ASINES	660,0	29,70	ATEJZEZ	100,0	20,00
ATEJZEZ	160,0	29,70	ARPG	244,8	10,00
ARPG	331,2	45,00	ACAVADB	142,0	0,00
ARTG	335,0	59,00	ACAVADO	123,0	0,00
ARIBATE	375,0	69,98	ADOURO	85,0	0,00
ALARES	410,0	78,95	ADOUROB	68,0	0,00
ACAVADO	440,0	79,49	AGUADIB	20,0	0,00
AGUADIA	440,0	79,49	ALIMA	18,0	0,00
ATEJZEZ	86,0	79,49	AMONDEB	186,0	0,00
ARIBATE	365,0	79,89	ASINES	360,0	0,00
ACAVADO	39,0	99,00			
ADOURO	1409,0	99,00			
AGUADIA	68,0	99,00			
ALARES	25,0	99,00			
ALIMA	634,0	99,00			
AMONDEG	360,0	99,00			
ARIBATE	436,0	99,00			
ATEJZEZ	352,8	99,00			
ARTG	697,0	180,00			
APEGO2	220,0	180,30			
APEGO2	220,0	180,31			
APEGO2	198,6	182,30			
APEGO2	198,6	182,31			

Unidades: MW; €/MWh

**Figura 15: Ofertas de Energia de Reserva de Regulação - Hora 1, 30/12/2014**

Fonte: REN.

Variável	Obs.	Média	D. P.	Min.	Máx.
Energia Subir PT	7199	162.66	168.44	0.01	1466.40
Energia Subir ES	8958	707.35	480.74	0.40	3865.40
Energia Baixar PT	12408	242.71	214.40	0.00	2129.00
Energia Baixar ES	6544	542.61	423.26	0.10	3006.50

**Tabela 15: Estatísticas Descritivas da Energia de Reserva de Regulação (MWh)**

Fonte: REE; REN; Cálculos do Autor.



## 5. Especificação dos Métodos de Análise

Com vista a se proceder ao teste das hipóteses deduzidas no decorrer da presente dissertação, foram vários os métodos de análise que foram considerados nesse sentido.

Assim, seguir-se-á ao longo da presente secção, a enumeração dos métodos aplicados na avaliação empírica que foi conduzida, assim como uma breve explicação dos mesmos, nomeadamente no que concerne à sua adaptação ao teste de cada hipótese deduzida no âmbito desta investigação.

Neste sentido, é desde logo necessário tomar em consideração as especificidades dos mercados de serviços de sistema e as consequências que tal acarreta para uma dada análise dos seus dados.

Os métodos de análise que foram aplicados no sentido de serem testadas as hipóteses relativas à volatilidade dos mercados de serviços de sistema derivam do que foi proposto por Alvarado & Rajaraman (2000) e Benini *et al* (2002) para o estudo da volatilidade histórica em mercados *spot* de electricidade, com as devidas adaptações que se julgam ser o mais próximo possível do que será adequado ao estudo da volatilidade histórica em mercados de serviços de sistema.

Apesar de os métodos de análise propostos por Nakamura *et al* (2006) e Zareipour *et al* (2011) para o estudo da volatilidade histórica em mercados *spot* de electricidade assentarem na mesma base dos anteriores (desvio-padrão e variância), não poderiam ser equacionados no âmbito da presente investigação, em virtude da existência de preços de valor nulo nos mercados de serviços de sistema, o que entraria em conflito com a aplicação de logaritmos e/ou rácios entre preços.

Uma outra opção poderia passar pelo recurso ao cálculo de indicadores de velocidade de preços (DVDA e DVOA), tal como nas investigações desenvolvidas no sentido do estudo da volatilidade de preços por Li & Flynn (2004), exclusivamente em mercados *spot* de electricidade, e por Wang *et al* (2011), tanto para mercados *spot* de electricidade como também para mercados de serviços de sistema.

Contudo, tais indicadores apontam mais num sentido de quantificação de flutuações de preços relativos, enquanto uma análise segundo o recurso a desvios-padrão e a variâncias relativas a preços procura a quantificação das suas variações ao longo de um determinado período de tempo.

Sendo este um dos propósitos da avaliação empírica que é proposta no âmbito da presente dissertação, uma avaliação da volatilidade dos preços dos mercados de electricidade e de serviços de sistema da Península Ibérica ao longo dos anos de 2013 e 2014, foram então empregues métodos de análise baseados no que foi proposto por Alvarado & Rajaraman (2000) e Benini *et al* (2002) para o estudo da volatilidade histórica em mercados *spot* de electricidade.

Considerando a Hipótese V1, tornava-se necessário mensurar a volatilidade dos mercados em causa: o mercado diário ibérico de electricidade e os mercados de banda de reserva secundária, de energia de reserva secundária e de reserva de regulação de ambos os sistemas eléctricos considerados pela investigação.

***Hipótese V1: Serão os mercados portugueses e/ou espanhol de serviços de sistema (reserva secundária e de reserva de regulação) mais voláteis do que o mercado diário ibérico de electricidade?***

Neste sentido, foi seguido o primeiro dos métodos de análise proposto, e não colocado de parte, por Alvarado & Rajaraman (2000) para a análise de volatilidade proposta no âmbito da presente dissertação, assumindo-se uma distribuição normal das diferenças de preços (8.1) de acordo com um *Wiener Process*<sup>1</sup> ordinário.

$$U_i = P_i - P_{i-1} \quad (8.1)$$

em que:

$U_i$  corresponde ao desvio de preços entre horas consecutivas ( $i$  e  $i-1$ );

$P_i$  corresponde ao preço para a hora  $i$ ;

$P_{i-1}$  corresponde ao preço para a hora  $i-1$ .

Os mesmos autores concluíram que a diferença de preços de electricidade entre horas consecutivas poderia ser modelada de uma melhor forma segundo um *Random Walk Process* com um *mean reversion coefficient*, em virtude da forte relação que existe

---

<sup>1</sup> Também conhecido por Movimento Browniano, é geralmente aplicado na análise de flutuações de preços em mercados bolsistas ou de *commodities*.

entre preços e carga, cujos níveis e tendências de variação se repetem a vários níveis (diário, semanal, etc.).

Contudo, foi adoptada a primeira abordagem em detrimento desta, dada a especificidade dos mercados de serviços de sistema relativamente ao facto de a mobilização de energia de reserva secundária e/ou reserva de regulação poder não ocorrer continuamente para a totalidade das horas, pelas mais variadas razões, o que poderá assim colocar em causa a existência de um padrão (diário e/ou semanal) de variação dos preços e energia mobilizada nestes mercados.

Tal facto correspondente à mobilização de energia de reserva secundária e de reserva de regulação pode ser comprovado na secção anterior pelo número de observações recolhidas para os anos de 2013 e 2014, relativas a estes mercados de serviços de sistema.

No seguimento desta especificidade dos mercados de energia de reserva secundária e de reserva de regulação, estabelecemos um ajustamento ao método de análise da volatilidade ao longo dos anos de 2013 e 2014 para os mercados em causa, com base naquilo que Benini *et al* (2002) apelidou de *two-weeks volatility*.

Tal ajustamento consiste no cálculo do desvio-padrão das diferenças de preços ( $U_i$ ) para períodos de duas horas (consecutivas) e segundo as médias diárias de tais diferenças ( $\overline{Ud}$ ), ao longo de todo o período em análise.

Assim, no sentido de se proceder à análise da volatilidade no mercado diário ibérico e nos mercados de banda de reserva secundária de Portugal e Espanha, recorreu-se à expressão (8.2).

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=j}^{1+j} (U_i - \overline{Ud})^2}{N-1}} \quad (8.2)$$

em que:

$\sigma_j$  corresponde ao desvio-padrão dos desvios de preços para a hora  $j$ ;

$U_i$  corresponde ao desvio de preços entre horas consecutivas ( $i$  e  $i-1$ );

$\overline{Ud}$  corresponde à média diária dos desvios de preços entre horas consecutivas ( $i$  e  $i-1$ ), para o dia correspondente à hora ( $i$ ) em análise.

Por consequência, foi no âmbito da Hipótese V1 igualmente necessário proceder-se à mensuração da volatilidade dos mercados de energia de reserva secundária e de reserva de regulação.

Neste sentido, deve ser mencionado o facto de que apenas foram consideradas as horas em que ocorreu uma mobilização de energia de regulação, tanto a subir e/ou a baixar, na medida em que apenas para estas horas que se verifica a existência de um preço de mercado, isto é, não ocorrendo a necessidade de mobilização de energia, o mecanismo de mercado não é activado, não havendo de igual modo lugar à existência de um preço de mercado.

Convém também referir que independentemente do espaço temporal em que não ocorra uma mobilização efectiva de energia de regulação entre duas determinadas horas, estas foram consideradas como observações consecutivas no âmbito da avaliação empírica que foi desenvolvida.

Tomando por consideração estas especificidades, foi estabelecida uma nova variável no sentido da harmonização e simplicidade da análise relativa à volatilidade dos mercados de energia de reserva secundária e de reserva de regulação.

Tal variável consiste num diferencial de preços, entre os que são evidenciados nestes mercados de serviços de sistema e o mercado diário ibérico, tendo por alicerce o facto de a mobilização de energia de regulação servir de complemento aos mercados de electricidade com fins comerciais, assim como tal vir a servir de medida à discrepância de preços que se verifica entre os mercados em questão.

Assim, a variável relativa ao diferencial de preços para cada mercado de serviços de sistema em relação ao mercado diário ibérico foi construída segundo a expressão (8.3).

$$Df_i = PR_i - PS_i \quad (8.3)$$

em que:

$Df_i$  corresponde ao diferencial de preços para a hora  $i$ ;

$PR_i$  corresponde ao preço do serviço de sistema para a hora  $i$ ;

$PS_i$  corresponde ao preço do mercado diário ibérico para a hora  $i$ .

Foram construídas oito séries de dados relativos a esta nova variável, quatro por cada sistema eléctrico, duas por mercado de energia de regulação, sendo uma relativa ao preço da energia mobilizada a subir e outra referente à energia mobilizada a baixar. Para as horas em que o mecanismo de *market split* foi accionado, o preço do mercado diário considerado foi o que se registou para o sistema eléctrico em questão.

Tendo sido definida a nova variável, procedeu-se à análise da volatilidade dos restantes mercados de serviços de sistema assumindo-se uma distribuição normal das diferenças temporais (8.4) dos diferenciais de preços de acordo com um *Wiener Process* ordinário.

$$U'i = Df_i - Df_{i-1} \quad (8.4)$$

em que:

$U'i$  corresponde ao desvio do diferencial de preços entre horas consecutivas ( $i$  e  $i-1$ );

$Df_i$  corresponde ao diferencial de preços para a hora  $i$ ;

$Df_{i-1}$  corresponde ao diferencial de preços para a hora  $i-1$ .

Para tal, procedeu-se ao cálculo do desvio-padrão das diferenças temporais dos diferenciais de preços entre mercados ( $U'i$ ) para períodos de duas horas (consecutivas) e segundo as médias diárias de tais diferenças temporais ( $\overline{Ud'}$ ), ao longo de todo o período em análise, recorrendo-se à expressão (8.5).

$$\sigma'_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=j}^{1+j} (U'i - \overline{Ud'})^2}{N-1}} \quad (8.5)$$

em que:

$\sigma'_j$  corresponde ao desvio-padrão dos desvios do diferencial de preços para a hora  $j$ ;

$U'i$  corresponde ao desvio de diferenciais de preços entre horas consecutivas ( $i$  e  $i-1$ );

$\overline{Ud'}$  corresponde à média diária dos desvios de diferenciais de preços entre horas consecutivas ( $i$  e  $i-1$ ), para o dia correspondente à hora ( $i$ ) em análise.

No sentido de se estabelecer um frente a frente entre os mercados de serviços de sistema e o mercado diário ibérico, para o que à sua volatilidade diz respeito, procedeu-se à agregação dos desvios-padrão até aqui obtidos, de acordo com as suas médias aritméticas e segundo uma periodicidade semanal – (8.6) e (8.7) – no sentido de se estabelecer uma base temporal comparável entre os mercados em causa, dada a especificidade de os mercados de serviços de sistema não evidenciarem uma mobilização de energia de regulação para a totalidade das horas, ao longo do período em análise.

$$\overline{\sigma}_s = \frac{\sum_{j=1}^k \sigma_j}{k} \quad (8.6)$$

em que:

$\overline{\sigma}_s$  corresponde à média semanal dos desvios-padrão obtidos em (8.2);

$k$  corresponde ao número de observações semanais, com  $1 \leq s \leq 53$ .

$$\overline{\sigma'}_s = \frac{\sum_{j=1}^k \sigma'_j}{k} \quad (8.7)$$

em que:

$\overline{\sigma'}_s$  corresponde à média semanal dos desvios-padrão obtidos em (8.5);

$k$  corresponde ao número de observações semanais, com  $1 \leq s \leq 53$ .

Avançando para a Hipótese V2, surgiu a necessidade de se criar uma base que permitisse estabelecer uma comparação entre os dois sistemas eléctricos, relativamente à volatilidade dos seus mercados de serviços de sistema de banda de reserva secundária, de energia de reserva secundária e de energia de reserva de regulação.

***Hipótese V2: Serão os mercados de serviços de sistema (reserva secundária e de reserva de regulação) de Portugal mais voláteis comparativamente aos de Espanha?***

Neste sentido, procedeu-se a uma adaptação do método que Benini *et al* (2002) estabeleceram para a comparação de mercados de electricidade e denominado de volatilidade percentual – *percent volatility*.

Assim, tendo como ponto de partida as médias semanais dos desvios-padrão obtidas em (8.6) e (8.7), estabeleceu-se um rácio percentual entre as mesmas e o preço médio semanal do mercado diário ibérico.

Considerou-se um preço médio semanal do mercado diário ibérico para cada um dos sistemas eléctricos em questão, em função da ocorrência de diferenciais de preços entre os dois sistemas por força do mecanismo de *market split*.

No que diz respeito aos mercados de banda de reserva secundária, recorreu-se à expressão (8.8), enquanto para os mercados de energia de reserva secundária e de reserva de regulação se teve por base a expressão (8.9).

$$\sigma_s (\%) = \frac{\overline{\sigma_s}}{P_{med_s}} \times 100 \quad (8.8)$$

em que:

$\sigma_s (\%)$  corresponde ao desvio-padrão percentual;

$P_{med_s}$  corresponde ao preço médio semanal do mercado *spot* de electricidade correspondente ao sistema eléctrico em análise.

$$\sigma'_s (\%) = \frac{\overline{\sigma'_s}}{P_{med_s}} \times 100 \quad (8.9)$$

em que:

$\sigma'_s (\%)$  corresponde ao desvio-padrão percentual;

$P_{med_s}$  corresponde ao preço médio semanal do mercado *spot* de electricidade correspondente ao sistema eléctrico em análise.

Tomando agora em consideração a Hipótese E1, afectiva à eficiência dos mercados de serviços de sistema de energia de regulação, tornava-se necessário proceder à mensuração dos custos da sua contratação segundo a forma de remuneração actualmente aplicada – preço uniforme.

***Hipótese E1: Será que um modelo de remuneração da componente de energia mobilizada dos serviços de sistema (reserva secundária e reserva de regulação) de acordo com um preço regulado permitirá uma redução do custo global do sistema?***

Por contraposição à modalidade actual de remuneração da provisão dos serviços de sistema, e no sentido de se colocar à prova a hipótese relativa à eficiência dos mercados de serviços de sistema, procedeu-se à aplicação de duas simulações de remuneração da sua provisão, sendo uma delas segundo a modalidade PAB e a outra segundo o modelo de um preço regulado.

Neste sentido, é imperativo tomar em conta que todas as ofertas que deram entrada em mercado ao longo do período em análise, foram formuladas segundo o pressuposto de que no caso de virem a ser assignadas seriam remuneradas segundo um preço uniforme, estabelecido de acordo com o preço da última oferta que seria aceite no sentido de satisfazer as necessidades do sistema.

Tal facto poderá constituir uma limitação à simulação de remuneração da provisão dos serviços de sistema segundo a mobilidade PAB, na medida em que os agentes poderiam estabelecer diferentes ofertas, sabendo de antemão que no caso de verem as suas ofertas assignadas, estas seriam remuneradas segundo esse mesmo preço estabelecido na própria oferta.

No entanto, tal parece não ser o caso para a simulação de remuneração segundo o modelo de um preço regulado, na medida em que os agentes não teriam qualquer poder de decisão relativamente ao preço que serviria de base à remuneração das ofertas em caso de serem assignadas.

Contudo, os agentes poderiam sempre exercer a sua influência relativamente à capacidade que viriam a disponibilizar segundo tal modelo de remuneração da provisão de serviços de sistema, mas tal problema seria facilmente ultrapassado mediante uma obrigatoriedade de oferta de capacidade, no sentido em que a totalidade das suas ofertas de capacidade devesse cumprir com as necessidades do sistema.

Estabelecido o preâmbulo da última hipótese a ser colocada à prova no âmbito da presente investigação, seguir-se-á a especificação dos métodos utilizados nesse sentido.

Tal como já foi previamente mencionado, a eficiência deverá ser um dos pilares no que diz respeito à contratação de serviços de sistema. Assim, a expressão (8.10) estabelece a função objectivo de minimização de custos relativamente à contratação de serviços de sistema, tanto de energia de reserva secundária como de reserva de regulação, no sentido de regulação a subir:



$$\text{Min } \sum_{i=1}^k SS_i \times P_i \quad (8.10)$$

em que:

$SS_i$  corresponde ao montante de energia de regulação mobilizada para a hora  $i$ ;

$P_i$  corresponde ao preço que servirá de base à remuneração das ofertas assignadas;

$k$  corresponde ao número total de observações para cada mercado.

Por sua vez, a expressão (8.11) representa a função objectivo de maximização dos proveitos relativamente à contratação de serviços de sistema, tanto de energia de reserva secundária como de reserva de regulação, no sentido de regulação a baixar:

$$\text{Max } \sum_{i=1}^k SS_i \times P_i \quad (8.11)$$

Tendo presentes as funções objectivo da contratação de serviços de sistema de energia de regulação, procedeu-se à mensuração dos custos e proveitos actuais mediante a remuneração da sua provisão segundo a modalidade de um preço uniforme e às simulações segundo as outras duas modalidades de remuneração enumeradas, sendo que se recorreu aos valores históricos da energia de regulação mobilizada em ambos os sentidos de regulação, ao longo dos anos de 2013 e 2014.

Para a mensuração dos custos e proveitos actuais recorreu-se de igual modo a dados históricos, isto é, foram utilizados os preços de fecho de mercado que se registaram para estes mercados ao longo do período em análise.

Relativamente à simulação de remuneração da provisão de serviços de sistema segundo a modalidade PAB, esta foi apenas conduzida para os mercados de serviços de sistema de Portugal, dado não ter sido possível recolher informação relativamente às ofertas dos agentes para os mercados de Espanha. Assim, procedeu-se à simulação da remuneração da provisão de serviços de sistema segundo o modelo em que cada oferta assignada seria remunerada segundo o próprio preço em si estipulado.

Por fim, procedeu-se à simulação da remuneração da provisão de serviços de sistema segundo o modelo de um preço regulado, sendo a concepção deste modelo o principal contributo inovador da presente dissertação.

A modelação do preço regulado que é aqui proposto tem por base o mercado diário, tanto a nível de preços, como de energia aí transaccionada, na medida em que a

sua modelação corresponde a uma valorização, no caso do sentido de regulação a subir, ou desvalorização, no caso do sentido de regulação a baixar, do preço do mercado diário ibérico correspondente ao sistema eléctrico em questão de acordo com um percentual que derivará do rácio entre a energia mobilizada no mercado do serviço de sistema em causa e a energia mobilizada no âmbito do mercado diário ibérico, para o sistema eléctrico correspondente.

A formulação que é aqui proposta para os preços que servirão de referência à remuneração da provisão dos serviços de sistema de energia de regulação está patente nas expressões (8.12) e (8.13), no sentido de regulação a subir e a baixar, respectivamente.

$$Prs_i = Ps_i \times \frac{Ers_i}{Es_i} \quad (8.12)$$

$$Prb_i = Ps_i \times \left(1 - \frac{Erb_i}{Es_i}\right) \quad (8.13)$$

em que:

$Prs_i$  corresponde ao preço regulado no sentido de regulação a subir para a hora  $i$ ;

$Prb_i$  corresponde ao preço regulado no sentido de regulação a baixar para a hora  $i$ ;

$Ps_i$  corresponde ao preço spot para o sistema eléctrico correspondente para a hora  $i$ ;

$Es_i$  corresponde ao montante de energia comercial mobilizada para a hora  $i$ ;

$Ers_i$  corresponde ao montante de energia de regulação mobilizada a subir para a hora  $i$ ;

$Erb_i$  corresponde ao montante de energia de regulação mobilizada a baixar para a hora  $i$ ;

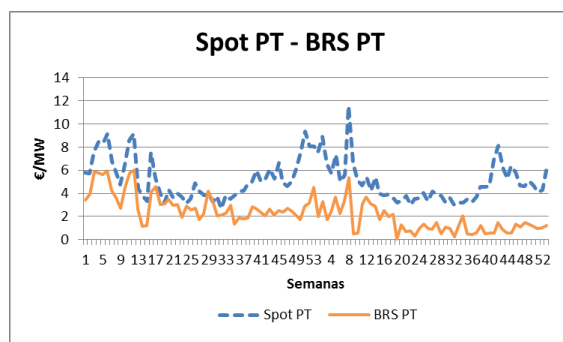
## 6. Resultados e Discussão das Hipóteses

Os resultados obtidos em função da aplicação dos métodos de análise previamente enunciados serão descritos em separado, ao longo da presente secção<sup>1</sup>.

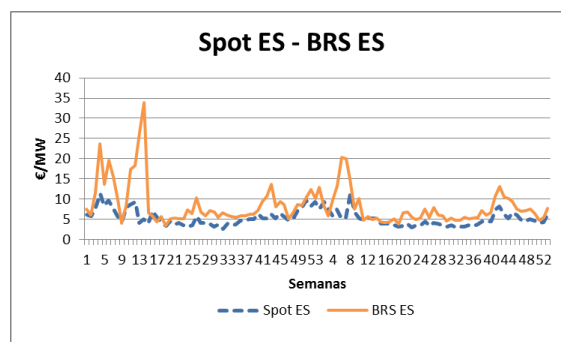
Assim sendo, serão inicialmente apresentados os resultados relativos às hipóteses colocadas no âmbito da presente investigação quanto à volatilidade (V1 e V2) dos mercados de serviços de sistema de Portugal e Espanha. Por fim, passar-se-á a apresentar os resultados alusivos à hipótese deduzida no âmbito da eficiência (E1) dos mesmos mercados.

No que diz respeito à volatilidade dos mercados de serviços de sistema de banda de reserva secundária comparativamente à volatilidade do mercado diário ibérico, temos presentes nos Gráficos 5 e 6 os resultados que derivam da aplicação da expressão (8.6).

Neste sentido, é possível observar que o mercado de banda de reserva secundária de Portugal (Gráfico 5) é consideravelmente menos volátil do que o mercado diário de ibérico. Por sua vez, verifica-se uma situação diferente em Espanha, pelo facto de o mercado de banda de reserva secundária espanhol evidenciar níveis de volatilidade superiores face ao mercado diário ibérico (Gráfico 6).



**Gráfico 5: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Banda de Reserva Secundária – Portugal**



**Gráfico 6: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Banda de Reserva Secundária - Espanha**

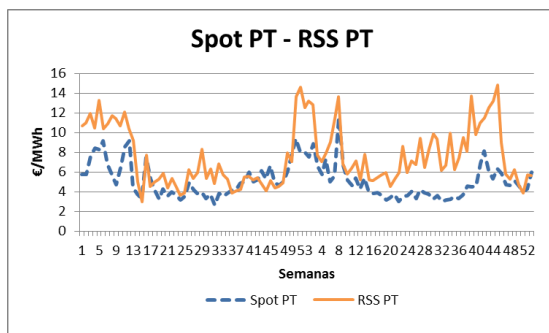
Tomando em consideração os mercados de energia de regulação – reserva secundária e reserva de regulação – em ambos os sentidos de regulação, podemos observar nos Gráficos 7 a 14 os resultados que derivam da aplicação das expressões (8.6)

<sup>1</sup> Os resultados apresentados na presente secção dizem respeito ao período compreendido entre 01 de Janeiro de 2013 e 31 de Dezembro de 2014.

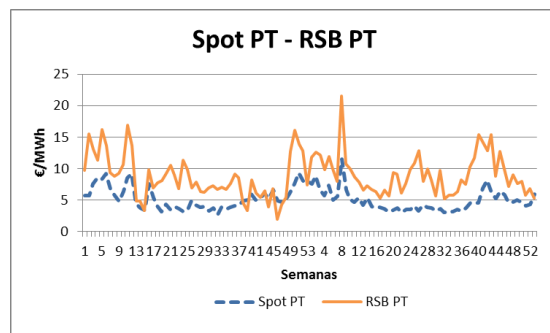
e (8.7) para a análise da volatilidade de tais mercados comparativamente ao mercado diário ibérico.

Todos os oito mercados de energia de regulação analisados evidenciam níveis de volatilidade superiores em relação ao mercado diário ibérico. Contudo, há diferenças entre os mesmos que devem ser enaltecidas.

Neste sentido, os mercados de reserva secundária de Portugal, tanto no sentido de regulação a subir como a baixar (Gráficos 7 e 8), são aqueles cujos níveis de volatilidade mais se aproximam dos níveis de volatilidade do mercado diário ibérico.

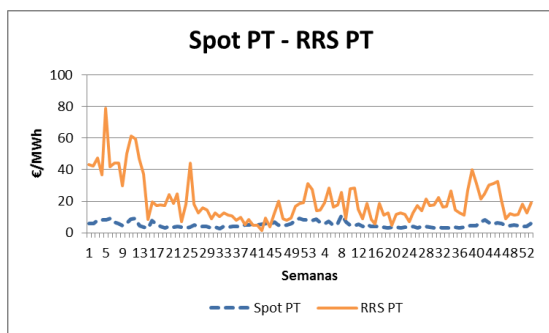


**Gráfico 7: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Subir) - Portugal**

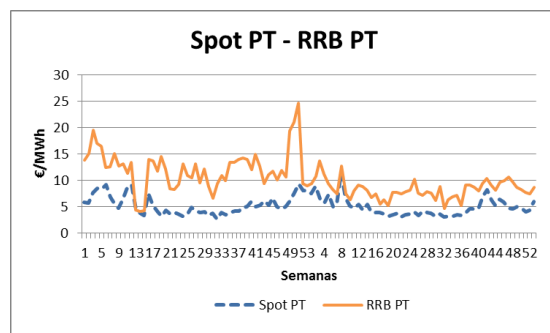


**Gráfico 8: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Baixar) - Portugal**

Por outro lado, o mercado português de reserva de regulação no sentido de regulação a subir (Gráfico 9) é aquele que apresenta os níveis de volatilidade mais díspares em relação aos níveis de volatilidade do mercado diário ibérico.

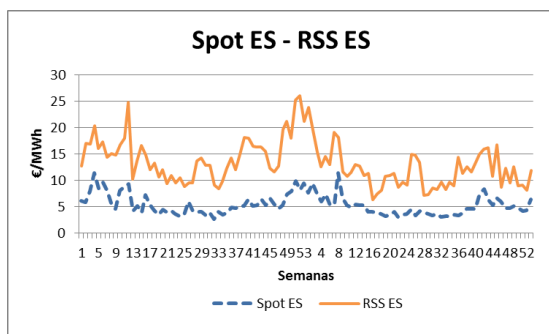


**Gráfico 9: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Subir) - Portugal**

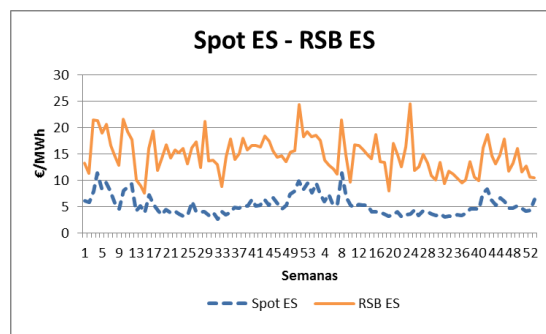


**Gráfico 10: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Baixar) - Portugal**

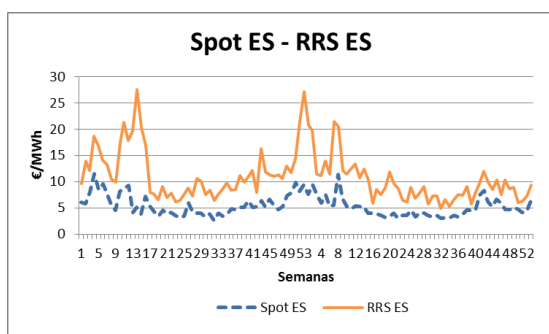
Tomando por objecto de análise os quatro mercados espanhóis de energia de regulação (Gráficos 11 a 14), é possível observar que os seus níveis de volatilidade comparativamente ao mercado diário ibérico são relativamente similares entre si.



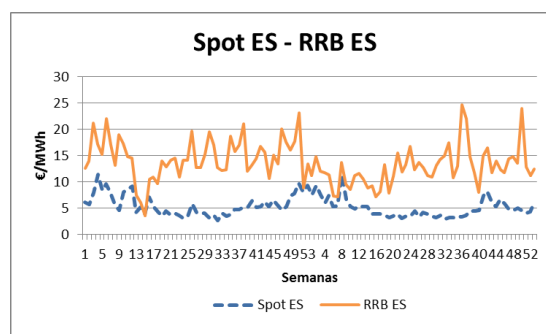
**Gráfico 11: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Subir) - Espanha**



**Gráfico 12: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva Secundária (Baixar) - Espanha**



**Gráfico 13: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Subir) - Espanha**



**Gráfico 14: Volatilidade Preços Spot vs Preços de Reserva de Regulação (Baixar) - Espanha**

Tendo em conta os resultados aqui evidenciados, tratar-se-á agora de discutir a validade da Hipótese V1.

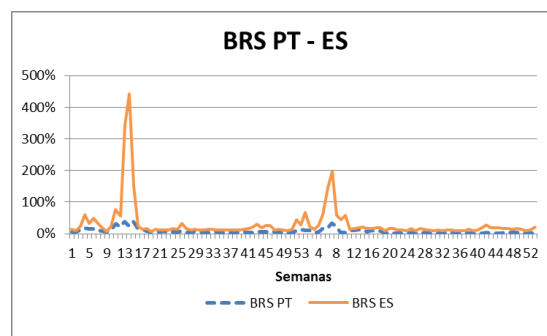
**Hipótese V1: Serão os mercados português e/ou espanhol de serviços de sistema (reserva secundária e de reserva de regulação) mais voláteis do que o mercado diário ibérico de electricidade?**

Colocando de lado a excepção do mercado português de banda de reserva secundária, a Hipótese V1 é validada para todos os mercados de serviços de sistema que foram objecto de análise quanto aos seus níveis de volatilidade comparativamente ao mercado diário ibérico.

Neste sentido, tal descoberta vai ao encontro do que está patente na literatura existente relativamente à volatilidade dos mercados de electricidade, em que por norma, os mercados de serviços de sistema tendem a apresentar níveis superiores de volatilidade face aos mercados convencionais de electricidade.

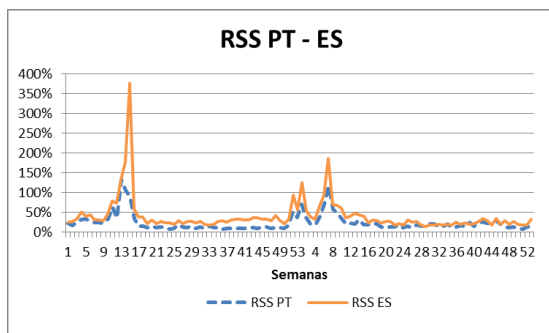
Na tentativa de se estabelecer um confronto entre os dois sistemas eléctricos que compõe o Mercado Ibérico de Electricidade relativamente aos seus níveis de volatilidade, foram aplicadas as expressões (8.8) e (8.9), cujos resultados encontram-se presentes nos Gráficos 15 a 19.

O primeiro destes gráficos (Gráfico 15) corresponde à análise do confronto de volatilidade dos mercados de banda de reserva secundária português e espanhol, sendo observável o facto de o mercado espanhol ser relativamente mais volátil comparativamente com o português.

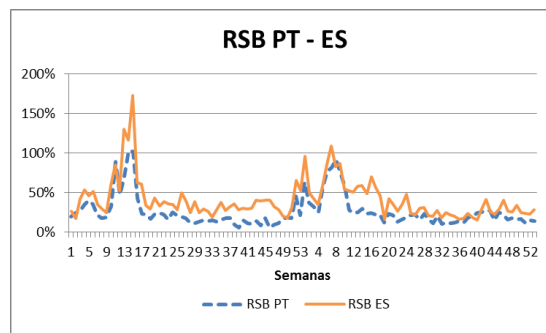


**Gráfico 15: Volatilidade Preços Banda Reserva Secundária - Portugal vs Espanha**

O mesmo cenário é observável para os mercados de energia de regulação de reserva secundária em ambos os sentidos de regulação (Gráficos 16 e 17), em que os mercados espanhóis evidenciam níveis de volatilidade superiores aos dos mercados portugueses.



**Gráfico 16: Volatilidade Preços Reserva Secundária (Subir) - Portugal vs Espanha**

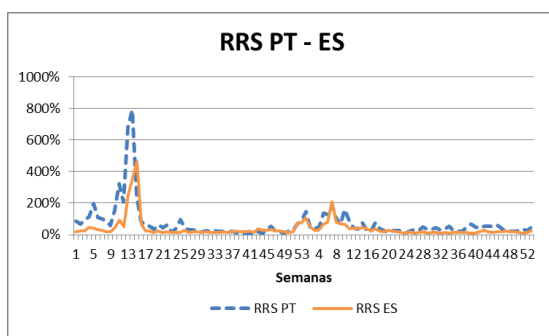


**Gráfico 17: Volatilidade Preços Reserva Secundária (Baixar) - Portugal vs Espanha**

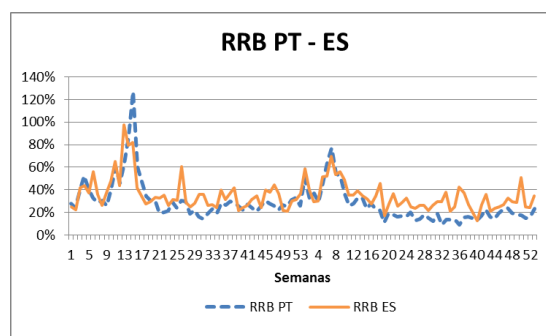
Tomando por objecto de análise os mercados de reserva de regulação (Gráficos 18 e 19), é possível observar-se dois cenários diferentes, tanto em relação aos mercados de reserva secundária (banda e energia de regulação), como entre os dois sentidos de regulação no âmbito da reserva de regulação.

Assim, focando no confronto de mercados de reserva de regulação, podemos verificar que no sentido de regulação a subir, o mercado português apresenta níveis superiores de volatilidade face ao mercado espanhol.

No que diz respeito aos mesmos mercados, mas no sentido de regulação a baixar, a análise comparativa entre mercados é inconclusiva quanto à superioridade de um mercado em relação a outro relativamente aos níveis de volatilidade.



**Gráfico 18: Volatilidade Preços Reserva de Regulação (Subir) - Portugal vs Espanha**



**Gráfico 19: Volatilidade Preços Reserva de Regulação (Baixar) - Portugal vs Espanha**

Contudo, parecem existir pontos em comum entre os dois sistemas eléctricos relativamente aos seus níveis de volatilidade. Para cada mercado de serviços de sistema analisado parece existir uma correlação entre os níveis de volatilidade de ambos os sistemas eléctricos. Neste sentido, é de notar que tal poderá estar relacionado com o

método de análise que foi aplicado e pelo facto de serem dois sistemas que se encontram em acoplamento praticamente total.

Por outro lado, registou-se em todos os mercados a ocorrência de picos dos níveis de volatilidade entre as semanas 13 e 15 do primeiro ano do período em análise, assim como na semana 7 do segundo e último ano analisado. Tal ocorrência poderá não estar implícita e exclusivamente ligada à volatilidade dos mercados de serviços de sistema em si, mas poderá também estar relacionada com o método de análise aplicado e potenciais variações que derivem dos preços dos mercados *spot* de electricidade.

Tendo em conta os resultados aqui evidenciados, tratar-se-á agora de discutir a validade da Hipótese V2.

***Hipótese V2: Serão os mercados de serviços de sistema (reserva secundária e de reserva de regulação) de Portugal mais voláteis comparativamente aos de Espanha?***

Os resultados da análise conduzida no sentido de ser estabelecido um confronto entre os dois sistemas eléctricos ibéricos, relativamente aos níveis de volatilidade dos seus mercados de serviços de sistema apontam no sentido da não validação da Hipótese V2, com a devida excepção dos mercados de reserva de regulação no sentido de regulação a subir.

No mesmo mercado, mas no sentido de regulação a baixar, não é possível chegar a uma conclusão, enquanto nos demais mercados, os níveis de volatilidade são superiores no lado espanhol face ao português, sendo assim rejeitada a Hipótese V2.

Perante tal descoberta, e com a devida excepção dos mercados de reserva de regulação no sentido de regulação a subir, ergue-se a possibilidade de ser precisamente um cenário mais competitivo que venha a impulsionar níveis de volatilidade mais acentuados, sendo colocado em causa o facto de uma elevada concentração de mercado e um potencial exercício de poder de mercado serem equacionados como factores indutores da volatilidade nos mercados de serviços de sistema na Península Ibérica.

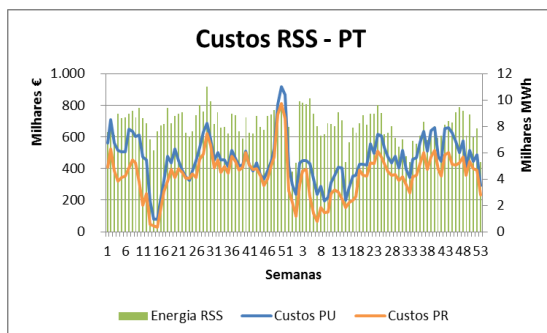
Tomando por foco a eficiência da contratação dos serviços de sistema de energia de regulação em ambos os sentidos de regulação nos sistemas eléctricos ibéricos procedeu-se à mensuração dos seus custos e proveitos para o sistema segundo o método de remuneração actualmente em prática (preço uniforme).



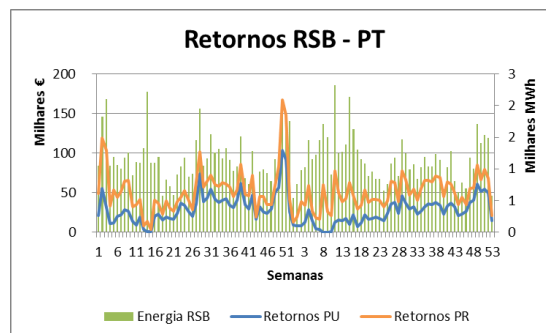
De igual modo simulou-se o processo de remuneração da provisão de tais serviços de sistema segundo as modalidades PAB e de acordo com um preço regulado, tal como explicado na secção anterior, no sentido de se averiguar de entre os quais, aquele que se revelaria mais eficiente do ponto de vista da sua contratação, tendo por base as funções objectivo patentes nas expressões (8.10) e (8.11).

Os resultados obtidos estão presentes e agregados segundo uma periodicidade semanal, nos Gráficos 20 a 23 para os mercados portugueses e nos Gráficos 24 a 27 para os mercados espanhóis.

No que diz respeito aos mercados de energia de regulação de reserva secundária em Portugal (Gráficos 20 e 21), é possível observar que uma remuneração das ofertas assignadas segundo o modelo proposto de um preço regulado permitirá reduzir os custos da contratação da mobilização de energia de reserva secundária no sentido de regulação a subir. Relativamente ao mesmo serviço de sistema, mas no sentido de regulação a baixar, verifica-se que a aplicação do mesmo modelo de remuneração segundo um preço regulado permitiria a obtenção de retornos superiores, em relação ao que o modelo actual permite.



**Gráfico 20: Custos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Subir) - Portugal**



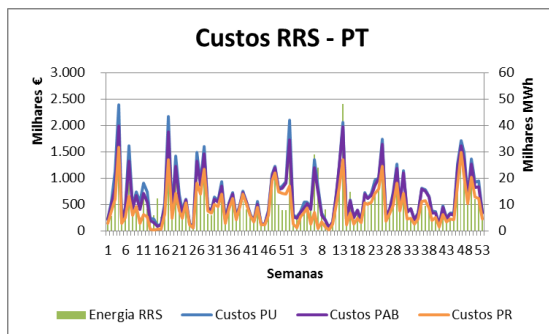
**Gráfico 21: Retornos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Baixar) - Portugal**

O mesmo cenário é verificado para os mercados de energia de reserva de regulação em ambos os sentidos de regulação, mesmo tendo sido aplicada a simulação de remuneração segundo a modalidade PAB.

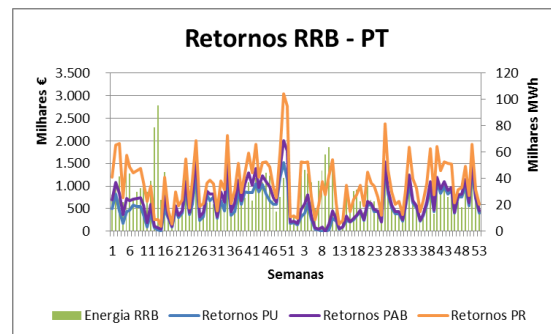
Tendo por base os Gráficos 22 e 23, é possível observar que caso a remuneração das ofertas assignadas se procedesse segundo a modalidade PAB, haveria lugar a uma redução dos custos incorridos, bem como um aumento dos retornos obtidos no âmbito

dos mercados de reserva de regulação em Portugal, mas não à escala do que seria obtido segundo a remuneração de tais ofertas se procedesse de acordo com o modelo de preço regulado proposto.

No entanto, devem ser tomadas em consideração as limitações desta simulação, pois as ofertas foram estipuladas pelos agentes tendo por base a sua remuneração segundo um preço uniforme.

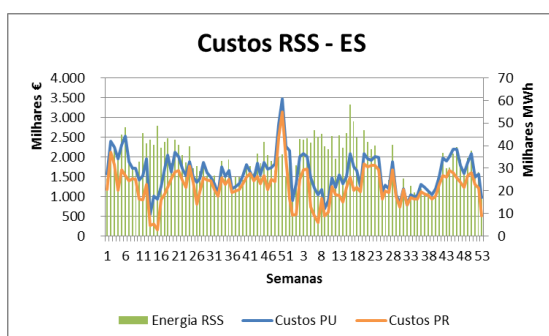


**Gráfico 22: Custos (PU, PAB e PR) de Energia de Reserva de Regulação (Subir) - Portugal**

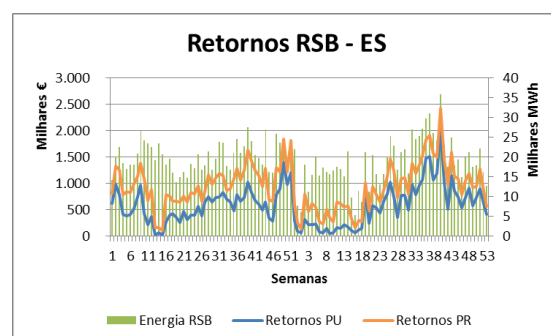


**Gráfico 23: Retornos (PU, PAB e PR) de Energia de Reserva de Regulação (Baixar) - Portugal**

No que diz respeito aos mercados espanhóis de energia de regulação, tanto de reserva secundária como de reserva de regulação, é possível observar nos Gráficos 24 a 27, o mesmo cenário que foi evidenciado em Portugal para os mercados de serviços de sistema de energia de regulação em ambos os sentidos de regulação.



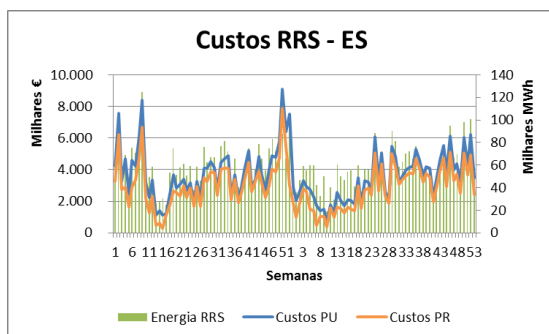
**Gráfico 24: Custos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Subir) - Espanha**



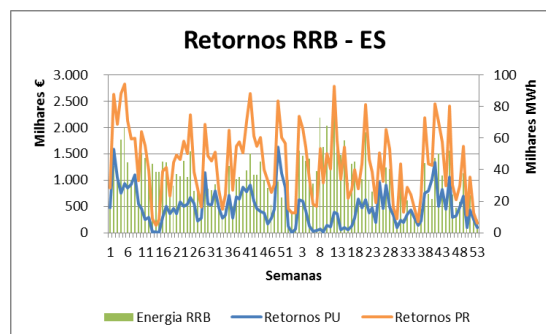
**Gráfico 25: Retornos (PU e PR) de Energia de Reserva Secundária (Baixar) - Espanha**

Assim, a aplicação de um modelo de remuneração das ofertas assignadas de energia de regulação (reserva secundária e reserva de regulação) permitiria não só uma

redução dos custos incorridos por força da mobilização de energia de regulação no sentido de regulação a subir, mas igualmente um aumento dos retornos provenientes da contratação de energia de regulação no sentido de regulação a baixar.



**Gráfico 26: Custos (PU e PR) de Energia de Reserva de Regulação (Subir) - Espanha**



**Gráfico 27: Retornos (PR e PU) de Energia de Reserva de Regulação (Baixar) - Espanha**

A quantificação dos custos e proveitos incorridos e simulados de acordo com as modalidades de remuneração equacionadas para o período em análise, estão presentes nas Tabelas 16 e 17, para os mercados de energia de regulação de Portugal e Espanha, respectivamente.

Tomando em consideração a combinação de custos e proveitos para o sistema português, relativos aos mercados de serviços de sistema de reserva secundária, é possível constatar que a aplicação do modelo de preço regulado proposto permitiria, ao longo do período em análise, uma poupança de cerca de 13 milhões de euros.

Relativamente aos mercados de serviços de sistema de reserva de regulação, qualquer das mudanças propostas quanto ao modelo de remuneração permitiria a obtenção de ganhos líquidos, isto é, os retornos obtidos por via da contratação de energia de reserva de regulação no sentido de regulação a baixar seriam superiores aos custos incorridos com a energia mobilizada no sentido de regulação a subir.

Assim, segundo um modelo de remuneração PAB registar-se-iam resultados líquidos de cerca de 4 milhões de euros, enquanto segundo o modelo de preço regulado proposto, tais resultados ascenderiam a 66 milhões de euros. Perante o modelo de remuneração actual, registam-se perdas superiores a 14 milhões de euros.

	<b>PREÇO UNIFORME</b>	<b>PAB</b>	<b>PREÇO REGULADO</b>
<b>RSS</b>	(48.756.463,05 €)	n. d.	(37.957.644,88 €)
<b>RSB</b>	2.954.195,35 €	n. d.	5.404.755,06 €
<b>SALDO</b>	<b>-45.802.267,70 €</b>	n. d.	<b>-32.552.889,82 €</b>
<b>RRS</b>	(71.623.376,54 €)	(65.506.687,22 €)	(47.084.995,01 €)
<b>RRB</b>	56.856.201,40 €	69.828.668,46 €	113.328.555,05 €
<b>SALDO</b>	<b>-14.767.175,14 €</b>	<b>4.321.981,24 €</b>	<b>66.243.560,04 €</b>

**Tabela 16: Custos e Retornos da Contratação de Serviços de Sistema de Energia de Regulação – Portugal**

Fonte: Elaboração Própria

Considerando os mercados espanhóis de energia de regulação, é possível verificar que a aplicação do modelo proposto de remuneração segundo um preço regulado permitiria poupanças consideráveis para o sistema, tanto relativamente ao serviço de sistema de reserva secundária como de reserva de regulação.

Estas poupanças estão estimadas em cerca de 74 milhões de euros relativamente aos serviços de sistema de reserva secundária e em cerca de 160 milhões de euros para os serviços de sistema de reserva de regulação.

	<b>PREÇO UNIFORME</b>	<b>PAB</b>	<b>PREÇO REGULADO</b>
<b>RSS</b>	(169.571.878,07 €)	n. d.	(133.245.101,68 €)
<b>RSB</b>	61.423.350,30 €	n. d.	99.127.473,14 €
<b>SALDO</b>	<b>-108.148.527,77 €</b>	n. d.	<b>-34.117.628,54 €</b>
<b>RRS</b>	(383.027.671,39 €)	n. d.	(309.477.113,90 €)
<b>RRB</b>	51.172.207,31 €	n. d.	138.188.517,55 €
<b>SALDO</b>	<b>-331.855.464,08 €</b>	n. d.	<b>-171.288.596,35 €</b>

**Tabela 17: Custos e Retornos da Contratação de Serviços de Sistema de Energia de Regulação – Espanha**

Fonte: Elaboração Própria

Tomando em consideração os resultados aqui evidenciados, tratar-se-á agora de discutir a validade da Hipótese E1.

***Hipótese E1: Será que um modelo de remuneração da componente de energia mobilizada dos serviços de sistema (reserva secundária e reserva de regulação) de acordo com um preço regulado permitirá uma redução do custo global do sistema?***

Os resultados das simulações que foram conduzidas no âmbito da presente investigação apontam no sentido da validação da Hipótese E1, relativamente à eficiência dos mercados de serviços de sistema de energia de regulação.

Assim, a aplicação de um modelo de remuneração das ofertas assignadas de energia de regulação segundo um preço regulado permitiria uma redução dos custos de ambos os sistemas eléctricos ibéricos. Inclusive, à semelhança da modalidade de remuneração PAB, e para os mercados dos serviços de sistema de reserva de regulação em Portugal, tal modelo de remuneração permitiria a obtenção de resultados positivos em função do confronto entre custos e retornos resultantes da contratação de energia de regulação mobilizada no sentido de regulação a subir e a baixar, respectivamente.

No entanto, certos aspectos devem ser tidos em conta. Em primeiro lugar, as limitações da simulação de remuneração segundo a modalidade PAB, na medida em que as ofertas de energia de regulação foram formalizadas segundo a expectativa dos agentes em que tais seriam remuneradas segundo um preço uniforme.

Por outro lado, e sobretudo com maior ênfase, deve ser tomado em consideração que o objectivo da aplicação deste método de remuneração segundo um preço regulado não é a obtenção de resultados positivos em função do confronto entre custos e retornos resultantes da contratação de energia de regulação mobilizada no sentido de regulação a subir e a baixar, respectivamente.

O seu propósito é sim, a potencial promoção da eficiência do processo de contratação dos serviços de sistema de energia de regulação, sem nunca, é claro, se descurar a sua eficácia no sentido da manutenção da integridade dos sistemas eléctricos.



## 7. Conclusões e Investigação Futura

Esta última secção contemplará as principais conclusões da investigação conduzida ao longo da presente dissertação, assim como potenciais questões que possam vir a merecer uma atenção futura.

Ao longo das últimas décadas, assistimos a uma desagregação da cadeia de valor do sector da electricidade e com isso ao estabelecimento de uma diferenciação de responsabilidades entre os diversos agentes do mercado.

Uma dessas responsabilidades, a de contratar e providenciar serviços de sistema no sentido da manutenção da integridade do sistema eléctrico, recai normalmente sobre o gestor de sistema, sendo que a sua contratação processa-se um pouco à semelhança da contratação de electricidade para fins comerciais, em que por norma a forma mais recorrente é segundo a organização de mercados *spot*.

Um dos aspectos adjacentes aos mercados de electricidade em geral e aos de serviços de sistema em particular é a volatilidade dos seus preços. Tal aspecto tem sido objecto de estudo de inúmeros estudos empíricos relativamente a mercados de electricidade para fins comerciais, mas no que diz respeito à análise de tal fenómeno nos mercados de serviços de sistema, a literatura existente é ainda limitada.

Assim, a presente dissertação procurou colmatar esta lacuna, contribuindo para a análise e discussão, não só do fenómeno da volatilidade de preços dos mercados de serviços de sistema, mas igualmente da eficiência de tais mercados, relativamente aos sistemas eléctricos português e espanhol.

Neste sentido, tendo por base dados recolhidos relativos aos mercados de serviços de sistema de banda de reserva de regulação e de energia de regulação de reserva secundária e de reserva de regulação, bem como ao mercado diário ibérico de electricidade, para os anos de 2013 e 2014, procedeu-se a uma análise da volatilidade e eficiência dos mesmos.

No que diz respeito ao fenómeno da volatilidade, foram aplicados métodos de análise que tiveram por base os que foram propostos por Alvarado & Rajaraman (2000) e Benini *et al* (2002), com as devidas adaptações que se julgam ser o mais próximo possível do que será adequado a uma análise da volatilidade histórica em mercados de serviços de sistema.

Tomando por consideração a análise de eficiência dos mercados de serviços de sistema de Portugal e Espanha (energia de regulação de reserva secundária e reserva de regulação), procedeu-se por contraposição à modalidade actual de remuneração da provisão de tais serviços de sistema (segundo um preço uniforme) à aplicação de duas simulações de remuneração da provisão de tais serviços, sendo uma delas segundo a modalidade PAB e a outra segundo o modelo de um preço regulado, variável em função do preço do mercado diário ibérico e da energia mobilizada no âmbito de cada serviço de sistema em relação à energia comercializada no mercado diário ibérico.

Relativamente ao fenómeno da volatilidade dos preços dos mercados de serviços de sistema, foi possível verificar, com a excepção do mercado português de banda de reserva secundária, que os mercados de serviços de sistema apresentam níveis superiores de volatilidade em relação ao mercado diário ibérico.

Tendo sido estabelecido um confronto entre cada mercado de serviços de sistema dos dois sistemas eléctricos ibéricos foi possível observar que os mercados espanhóis evidenciam níveis de volatilidade superiores face aos mercados portugueses, com a excepção do mercado de reserva de regulação no sentido de regulação a subir, em que o mercado português é o mais volátil. No que diz respeito aos mercados de reserva de regulação no sentido de regulação a baixar, a análise comparativa foi inconclusiva relativamente à superioridade de um sistema em relação ao outro relativamente aos seus níveis de volatilidade.

Virando as atenções para a análise da eficiência dos mercados de serviços de sistema, foi possível verificar que a aplicação do modelo proposto de remuneração da provisão de serviços de sistema de energia de regulação segundo um preço regulado potenciará melhorias de eficiência em relação ao modelo de remuneração segundo um preço uniforme que é praticado actualmente, nos mercados que foram alvo de análise em ambos os sistemas eléctricos considerados.

No que concerne a linhas de orientação para futuras investigações, há duas questões que merecem ser enaltecidas. Em primeiro lugar, e até porque o objecto de análise da presente investigação recaiu sobre dois sistemas eléctricos que compõem uma das experiências europeias de acoplamento de mercados de electricidade, seria interessante inferir sobre a volatilidade dos preços dos serviços de sistema que são objecto de troca entre os gestores de sistema dos sistemas eléctricos ibéricos, assim como os



impactos que tal troca possa incutir sobre os mercados de serviços de sistema de cada sistema eléctrico e não apenas no que diz respeito à sua volatilidade.

Por fim, seria de igual modo interessante estabelecer uma análise relativamente ao impacto e/ou à correlação da eolicidade e hidraulicidade patentes nestes sistemas eléctricos para com os seus mercados de serviços de sistema de reserva secundária e de reserva de regulação, uma vez que tanto a produção hídrica como eólica já assumem pesos consideráveis na satisfação do consumo de electricidade em ambos os sistemas eléctricos ibéricos.



## Referências

- Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2010). Overview of wind power intermittency impacts on power systems. *Electric Power Systems Research*, 80, 627-632.
- Alvarado, F. L., & Rajaraman, R. (2000). Understanding price volatility in electricity markets. *Proceeding of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences*.
- Benini, M., Marracci, M., Pelacchi, P., & Venturini, A. (2002). Day-ahead market price volatility analysis in deregulated electricity markets. *Power engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, 3, 1354-1359.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (2000). Electricity restructuring: deregulation or reregulation. *Regulation*, 23, 46-52.
- Brien, L. (1999). Why the ancillary services markets in California don't work and what to do about it. *The Electricity Journal*, 12, 38-49.
- Bye, T., & Hope, E. (2005). Deregulation of electricity markets: the Norwegian experience. *Economic and Political Weekly*, 5269-5278.
- CE. (1996). *Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996 que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade, JO L 27/20, Comissão Europeia*. Bruxelas.
- CE. (2003). *Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade e que revoga a Directiva 96/92/CE, JO L 176/37, Comissão Europeia*. Bruxelas.
- CE. (2009). *Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE, JO L 211/55, Comissão Europeia*. Bruxelas.
- CNE & ERSE. (2002). *Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade*.
- Conselho de Reguladores do MIBEL. (2012). *Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos respectivos Sistemas Eléctricos*.
- (s.d.). *Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto*.
- (s.d.). *Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho*.
- ERSE. (2014). *Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Sector Eléctrico*.
- ERSE. (2014a). *Regulamento de Operação das Redes do Sector Eléctrico*.

- França, S. & Andrade, T. (2015). Measuring Competition and Market Power of the Iberian Electricity Market using Concentration and Market Power Estimators. *2nd International Conference on Energy and Environment: Bringing together Engineering and Economics*. Guimarães, Portugal.
- Frömmel, M., Han, X. & Kratochvil, S. (2014). Modeling the daily electricity price volatility with realized measures. *Energy Economics*, 44, 492-502.
- Galvis, J. C. & Feltrin, A. P. (2012). Power System Ancillary Services. Em Sorokin, A. et al (Ed.), *Handbook of Networks in Power Systems I* (pp. 555-579). Berlin: Springer.
- Hadsell, M. A., & Shawky, H. (2004). Estimating the volatility of wholesale electricity spot prices in the US. *The Energy Journal*, 23-40.
- Hogan, W. W. (2002). Electricity market restructuring: reforms of reforms. *Journal of Regulatory Economics*, 21, 103-132.
- Isemonger, A. G. (2009). The evolving design of RTO ancillary service markets. *Energy Policy*, 37, 150-157.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization and integration. *The Energy Journal*, 11-41.
- Kamat, R., & Oren, S. (2002). Rational buyer meets rational seller: Reserves market equilibria under alternative auction designs. *Journal of Regulatory Economics*, 21, 247-288.
- Katzenstein, W., & Apt, J. (2012). The cost of wind power variability. *Energy Policy*, 51, 233-243.
- Kirsch, L. D., & Singh, H. (1995). Pricing ancillary electric power services. *The Electricity Journal*, 8, 28-36.
- Li, Y., & Flynn, P. (2004). Deregulated power prices: comparison of volatility. *Energy Policy*, 32, 1591-1601.
- Ministério da Economia. (2003). *Despacho n.º 12 596/2003*.
- Ministerio de Industria, Energia y Turismo. (2014). P. O. 7.3 Regulación Terciaria. *Boletín Oficial del Estado Núm. 115/2014*, 36260-36267.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2009). P. O. 7.2 Regulación Secundaria. *Boletín Oficial del Estado Núm. 129/2009*, 44372-44389.
- Nakamura, M., Nakashima, T., & Niimura, T. (2006). Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications. *Energy Policy*, 34, 1736-1749.
- Newberry, D. M. (1999). *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities* (Vol. 2). MIT press.

- Newberry, D. M. (2002). European Deregulation: Problems of liberalising the electricity industry. *European Economic Review*, 46, 919-927.
- Oren, S. (2001). Design of ancillary service markets. *System Sciences, 2001. Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on*, 9--pp.
- Oren, S. (2004). When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets. *Power Systems Conference and Exposition*, 3, 1618-1620.
- Papalexopoulos, A. & Singh, H. (2001). On the various design options for ancillary services markets. *System Sciences, 2001. Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on*, 8--pp.
- Pirbazari, A. M. (2010). Ancillary services definitions, markets and practices in the world. *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T\&D-LA), 2010 IEEE/PES*, 32-36.
- (s.d.). *Plano de Compatibilização entre Portugal e Espanha no Sector Energético*, 2007.
- (s.d.). *Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade*, Madrid, 2001.
- Quiles, C. G., & Gil, H. A. (2010). Regression-based estimation of the electricity market price demand-dependent volatility. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on*, 390-395.
- Raineri, R., Arce R., Ríos, S. and Salamanca, C. (2008). From a bundled energy-capacity pricing model to an energy--capacity--ancillary services pricing model. *Energy Policy*, 36, 2878-2886.
- Raineri, R., Rios, S. & Schiele, D. (2006). Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison. *Energy policy*, 34, 1540-1555.
- Rebours, Y. G., Kirschen, D. S. & Trotignon, M. (2007). Fundamental design issues in markets for ancillary services. *The Electricity Journal*, 20, 26-34.
- Rebours, Y. G., Kirschen, D. S., Trotignon, M. & Rossignol, S. (2007a). A survey of frequency and voltage control ancillary services—Part I: Technical features. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22, 350-357.
- Rebours, Y. G., Kirschen, D. S., Trotignon, M. & Rossignol, S. (2007b). A survey of frequency and voltage control ancillary services—part II: economic features. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22, 358-366.
- (s.d.). *Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006*.
- Robinson, T., & Baniak, A. (2002). The volatility of prices in the English and Welsh electricity pool. *Applied Economics*, 34, 1487-1495.
- Scherer, M., Zima, M. & Andersson, G. (2013). An integrated pan-European ancillary services market for frequency control. *Energy Policy*, 62, 292-300.

- Siddiqui, A. S., Marnay, C., & Khavkin, M. (2000). Excessive Price Volatility in the California Ancillary Services Markets: Causes, Effects, and Solutions. *The Electricity Journal*, 13, 58-68.
- Soares, M. I. (2006). A liberalização do sector eléctrico e a Ciência Económica: o que a evidência empírica demonstra. *Séries Seminários de Pesquisa, Publicações do Instituto de Economia da UFRJ*.
- Swider, D. J. (2007). Efficient scoring-rule in multipart procurement auctions for power systems reserve. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22, 1717-1725.
- Wang, P., Zareipour, H., & Rosehart, W. D. (2011). Characteristics of the prices of operating reserves and regulation services in competitive electricity markets. *Energy Policy*, 39, 3210-3221.
- WWEA. (2014). *Half-Year Report 2014*.
- Zareipour, H., Bhattacharya, K., & Cañizares, C. A. (2007). Electricity market price volatility: The case of Ontario. *Energy Policy*, 35, 4739-4748.